

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
«Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»	
УДК 622.691.5:66.078-027.45	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Вахонин Н. Д.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
Р4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
Р6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### **ЗАДАНИЕ** **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Вахонину Никите Дмитриевичу

Тема работы:

«Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-82/с от 28.02.2020
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

#### Исходные данные к работе

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Компрессорная станция 7а-«Зейская»  
 магистрального газопровода «Сила Сибири»

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Исследование и анализ технологий, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Т.Г., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент ООД ШБИП
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
Общая часть	
Компоновка и оборудование КС	
Методы повышения энергоэффективности работы КС	
Расчетная часть	
Финансовый менеджмент	
Социальная ответственность	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Вахонин Н.Д.		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Вахонину Никите Дмитриевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Методические указания по разработке раздела.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Нормативные справочники.
	4. Налоговый кодекс РФ

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Расчет показателей ресурсоэффективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Вахонин Никита Дмитриевич		31.01.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Б	Вахонину Никите Дмитриевичу

<b>Школа</b>	<b>ОНД</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело». «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта, хранения и продуктов переработки».

Тема ВКР:

Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	<p>Объект исследования: компрессорная станция КС-7а «Зейская»</p> <p>Область применения: транспортировка природного газа</p>
---	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.</p>	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства: ТК РФ Статья 92. Сокращенная продолжительность рабочего времени ТК РФ Статья 117. Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда. ТК РФ Статья 147. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов.</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных факторов.</p> <p>2.3. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных факторов.</p>	<p>Вредные факторы: -превышение уровня шума; -превышение уровня вибрации; -отклонение показателей климата. Опасные факторы: -сосуды и аппараты под высоким давлением; -пожаровзрывоопасность пожаров и материалов.</p>

<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: выброс продуктов сгорания ГПА Гидросфера: загрязнение сточных вод нефтепродуктами. Литосфера: загрязнение почвы углеводородными смесями.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: воспламенение масла в компрессорном цехе, попадание посторонних предметов в полость нагнетателя, поступление воспламеняющихся веществ через неплотности арматуры. Наиболее типичная ЧС: потеря герметичности трубопроводов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Вахонин Никита Дмитриевич		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
26.03.2020	Общая часть	10
04.04.2020	Компоновка и оборудование КС	20
23.04.2020	Методы повышения энергоэффективности КС	15
02.05.2020	Расчетная часть	20
15.05.2020	Финансовый менеджмент	15
29.05.2020	Социальная ответственность	10
11.06.2020	Оформление работы	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шадрина А.В.	д.т.н, доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>ОНД ИШПР</b>	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 с., 19 рис., 4 табл., 26 источников.

Ключевые слова: компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, аппарат воздушного охлаждения, энергоэффективность, безопасность.

Объектом исследования является компрессорная станция КС-7а «Зейская» магистрального газопровода «Сила Сибири».

Цель работы – выявление факторов, способствующих энергоэффективности процесса перекачки газа и способствующих повышению энергоэффективности компрессорной станции.

В процессе исследования проводились расчёты показателей энергоэффективности для газотурбинных установок, расчёты основных параметров нагнетателя. Рассмотрены методы, направленные на снижение энергозатрат, требуемых для работы компрессорной станции.

В результате исследования был произведен анализ оборудования компрессорной станции с точки зрения энергоэффективности. На основании полученных результатов было выявлено, что применение ГТУ судового типа имеет ряд преимуществ, одним из которых является высокий КПД и относительно низкое количества потребляемого топлива.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, введение в цикл ГТУ регенерации выхлопного тепла, внедрение частотно-регулируемого привода для АВО.

					<i>Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					10	99
Консульт.						<b>НИ ТПУ гр. 256Б</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Экономическая эффективность/значимость работы: использование регенерации выхлопного тепла и внедрение частотно-регулируемого привода позволяют уменьшить затраты топливного газа и электроэнергии на перекачку природного газа.

					Реферат	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Термины и определения

В данной работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

**Газоперекачивающий агрегат (ГПА)** – установка, включающая в себя газовый компрессор (нагнетатель), привод (газотурбинный, электрический, поршневой или другого типа) и оборудование, необходимое для их функционирования.

**Нагнетатель** – гидравлическая машина, предназначенная для преобразования энергии внешнего источника (механической, электрической, химической и т.п.) в энергию потока жидкости или газа (потенциальную и (или) кинетическую).

**Газопровод магистральный** – комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят односторонний газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и запуска очистных устройств, газораспределительные станции, газо-измерительные станции, станции охлаждения газа.

**Газотранспортная система** – совокупность взаимосвязанных газотранспортных объектов региональной или/и территориально-производственной подсистемы, единой системы газоснабжения, обладающая возможностями автономного управления внутренними потоками и регулирования газоснабжения.

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Термины и определения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					12	99
Консульт.						НИ ТПУ гр. 256Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

**Компрессорная станция (КС)** — комплекс сооружений и оборудования для повышения давления сжатия газа при его добыче, транспортировке и хранении.

**Аппарат воздушного охлаждения (АВО)** — это теплообменное оборудование, специализирующееся на охлаждении жидкостей и газа.

**Газотурбинная установка (ГТУ)** — энергетическая установка: конструктивно объединённая совокупность газовой турбины, электрического генератора, газоздушного тракта, системы управления и вспомогательных устройств.

					Термины и определения	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Обозначения и сокращения

ТУ – технические условия;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЦБН – центробежный нагнетатель;

ПХГ – подземное хранилище газа;

БОИГ – блок очистки импульсного газа;

УПИГ – установка подготовки импульсного газа;

КСАУ – комплексная система автоматического управления;

КВОУ – комплексное воздухоочистительное устройство;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

ТВД – турбина высокого давления;

ТНД – турбина низкого давления.

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Обозначения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					14	99
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## Оглавление

Введение.....	18
1. Общая часть .....	20
1.1 Общая характеристика газопровода «Сила Сибири».....	20
1.2 Общие сведения о промышленном объекте.....	21
1.3 Физико-географическая и климатическая характеристика района расположения КС .....	22
2. Компоновка и оборудование КС .....	23
2.1 Компоновка и организация работы КС.....	23
2.2 Оборудование КС.....	25
2.2.1 ГПА.....	26
2.2.2 Система охлаждения газа .....	35
2.2.3 Система очистки газа.....	37
2.2.4 Система подготовки топливного, пускового и импульсного газа ..	37
2.2.5 Назначение запорной арматуры .....	38
2.2.6 Система маслоснабжения компрессорной станции.....	42
3. Методы повышения энергоэффективности работы КС .....	43
3.1 Повышение энергоэффективности работы АВО.....	43
3.1.1 Изменения углов атаки лопастей вентилятора .....	43
3.1.2 Применение частотно-регулируемого привода .....	44
3.2 Оптимизация работы ГПА .....	45
3.2.1 Выбор оптимального количества ГПА .....	45

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Оглавление		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.						15
Консульт.								99
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					НИ ТПУ гр. 256Б	

3.2.2 Регенеративное использование теплоты отходящих газов ГТУ .....	46
4. Расчетная часть.....	48
4.1 Расчет показателей энергоэффективности для ГТУ MS5002E .....	50
4.2 Расчет показателей энергоэффективности для ГТУ T16 .....	51
4.3 Сравнение показателей энергоэффективности различных ГТУ .....	52
4.4 Расчет основных параметров нагнетателя.....	53
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	57
5.1. Потенциальные потребители результатов исследования .....	57
5.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	58
5.3 SWOT-анализ.....	60
5.4 Планирование научно-исследовательских работ .....	64
5.5 Определение ресурсоэффективности проекта .....	77
6. Социальная ответственность .....	81
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ....	82
6.2 Производственная безопасность .....	83
6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных природных факторов.....	83
6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных факторов .....	85
6.2.2.1 Шум .....	85
6.2.2.2 Превышение уровня вибрации .....	86
6.2.2.3. Отклонение показателей микроклимата .....	87
6.2.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных факторов.....	88
6.2.3.1 Сосуды и аппараты под высоким давлением.....	88



6.2.3.2 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.....	89
6.3. Экологическая безопасность.....	89
6.3.1. Защита атмосферы .....	89
6.3.2. Защита гидросферы.....	90
6.3.3 Защита литосферы.....	92
6.4 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях .....	93
Заключение .....	96
Список использованных источников .....	97

## Введение

Магистральный трубопроводный транспорт природного газа является единой технологической системой, представленной трубами большого диаметра и высокого давления общей протяженностью 172,6 тысяч километров. Для осуществления транспортировки природного газа применяются 254 компрессорные станции с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов 47,1 тыс. МВт [1].

Основным оборудованием компрессорной станции, за счет которого происходит процесс сжатия и последующей транспортировки природного газа, является ГПА. По типу применяемых на них ГПА КС разделяют на станции, оборудованные поршневыми и центробежными нагнетателями, которые, в свою очередь, по типу приводов подразделяются на электроприводные и газотурбинные. В работе рассмотрены газотурбинные газоперекачивающие агрегаты, поскольку для компримирования природного газа на магистральном газопроводе «Сила Сибири» используется данный тип агрегатов.

Энергоэффективность газопровода – это понятие, обозначающее использование меньшего количества энергии с сохранением того же уровня производительности газотранспортного оборудования. Безопасность газопровода заключается в соответствии требованиям безопасности при строительстве и эксплуатации газотранспортных объектов.

Использование агрегатов высокой мощности, потребляющих большое число энергии, а также введение Федерального закона №261-ФЗ от 23.11.2009 [2] говорят о том, что проблема снижения расхода электроэнергии и расхода природного газа является актуальной как для ПАО «Газпром», так

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Введение		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.						18
Консульт.								99
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					НИ ТПУ гр. 256Б	

и для государства в целом. Создание Единой системы управления производственной безопасностью в ПАО «Газпром», направленной на устранение и минимизацию производственных опасностей и рисков, говорит о том, насколько для компании важна безопасность работников.

Газотранспортная система ориентирована на применение энергоэффективных технологий и оборудования. В частности, трубы магистрального газопровода «Сила Сибири» имеют внутренние гладкостное покрытие и сделаны из стали российского производства, благодаря чему затраты энергии на транспортировку газа были снижены за счет уменьшения шероховатости трубы и, соответственно, трения. В работе представлены технологии, направленные на повышение непосредственно энергоэффективности и безопасности такого элемента газотранспортной системы, как компрессорная станция.

Таким образом, целью данной работы является выявление факторов, способствующих энергоэффективности процесса перекачки газа и способствующих повышению энергоэффективности оборудования КС.

Для достижения цели были выполнены следующие задачи:

1. Обзор научной литературы и нормативно-технической документации по выбранной теме.
2. Обзор методов повышения энергоэффективности работы компрессорной станции.
3. Анализ оборудования компрессорной станции.
4. Анализ оборудования компрессорной станции с точки зрения энергоэффективности.

## 1. Общая часть

### 1.1 Общая характеристика газопровода «Сила Сибири»

«Сила Сибири» – крупнейший магистральный газопровод в восточной части Российской Федерации. «Сила Сибири» – совместный проект ПАО «Газпром» и китайской национальной нефтегазовой корпорации (CNPC). Газопровод предназначен для поставок природного газа в Китайскую народную республику и российским потребителям на Дальнем Востоке. Общая протяженность линейной части газопровода 2159 км, диаметр – 1420 мм, рабочее давление – 9,8 МПа, экспортная мощность – 38 млрд. м<sup>3</sup> газа в год [3].

Магистральный газопровод включает в себя следующие сооружения:

- линейную часть (ЛЧ) с отводами, лупингами и камерами запуска и приема очистных и диагностических устройств;
- головные и линейные КС с узлами подключения к магистральному газопроводу;
- установки электрохимической защиты (ЭХЗ);
- сооружения технической связи, противопожарные и противозерозионные сооружения.

Кроме того, для стабильного снабжения потребителей газом из газопровода «Сила Сибири» в районе КС-7а «Зейская» и строящегося Амурского газоперерабатывающего газа (ГПЗ) разведываются площади под два ПХГ.

Для обеспечения рабочего давления природного газа на газопроводе «Сила Сибири» построены 8 компрессорных станций – КС-1 «Салдыкельская» («Иван Ребров»), КС-2 «Олекминская» («Петр Бекетов»),

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Общая часть		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.						20
Консульт.								99
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					НИ ТПУ гр. 256Б	

КС-3 «Амгинская» («Максим Порфи́льев»), КС-4 «Нимны́рская» («Иван Москвитин»), КС-5 «Нагорная» («Василий Поярков»), КС-6 «Сковородинская» («Ерофей Хабаров»), КС-7 «Сивакинская» («Василий Колесников») и КС-7а «Зейская» («Атаманская»). КС-7а «Зейская» является самой мощной в газопроводе «Сила Сибири», ее мощность составляет 128 МВт [1].

## 1.2 Общие сведения о промышленном объекте

КС-7а «Зейская» сдана в эксплуатацию в 2019 году. Ближайшая к «Зейской» станция КС-6 «Сивакинская». Мощность КС «Зейская» составляет 128 МВт. КС-7а «Зейская» является промежуточной (линейной) компрессорной станцией с полнонапорными центробежными нагнетателями, снабженными газотурбинным приводом [3].

Основные объекты компрессорной станции:

- узел подключения к магистральному газопроводу;
- площадка очистки газа с циклонными пылеуловителями;
- газоперекачивающие агрегаты;
- блок осушки и хранения импульсного газа;
- узел воздушного охлаждения газа;
- технологическая обвязка нагнетателей ГПА («гитара»);
- котельная.

Помимо объектов, непосредственно обеспечивающих эксплуатацию компрессорной станции, на территории КС расположены подсобно-вспомогательные и административно-бытовые здания, насосная станция противопожарного водоснабжения, резервуары с водой объемом 1000м<sup>3</sup>, канализация, автодорожное сообщение, система маслоснабжения [4].

					Общая часть	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 1.3 Физико-географическая и климатическая характеристика района расположения КС

Магистральный газопровод «Сила Сибири» расположен в 3 субъектах РФ – Иркутской области, республике Саха (Якутия) и Амурской области. Трасса газопровода пролегает через заболоченные, скальные и сейсмоактивные территории, участки с вечномерзлыми и скальными грунтами. Абсолютные минимальные температуры воздуха на территории прохождения газопровода «Сила Сибири» составляют от минус 41°С на территории Амурской области до минус 62°С в Республике Саха (Якутия) [3].

КС-7а «Зейская» расположена в Свободненском районе Амурской области с административной и в Амуро-Зейской горно-котловинной области Амуро-Сахалинской страны с физико-географической точки зрения. Компрессорная станция располагается в пределах возвышенного Амуро-Зейского плато. Плато располагается между реками Амур и Зeya. Высоты плато – до 300-350 м.

Для района, в котором располагается компрессорная станция, характерен резко континентальный климат с муссонными чертами, который проявляется в перепадах температур и большом наличии осадков в летние месяцы. Зима малоснежная и холодная. В январе – самом холодном месяце - средняя температура воздуха составляет минус 28 градусов, максимальная температура минус 56 градусов. Вследствие этого наблюдается глубокое промерзание грунтов, до 2,5-3 метров. Весна сухая и холодная. Заморозки, как правило, заканчиваются в последней декаде мая-первой декаде июня. Лето теплое и влажное. Средняя температура воздуха в июле плюс 20 градусов, максимальное значение плюс 42 градуса. Число осадков в июле-августе достигает 300 мм в месяц. Осень в регионе сухая и ясная. Среднегодовое число осадков составляет 493 мм.

					Общая часть	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2. Компоновка и оборудование КС

### 2.1 Компоновка и организация работы КС

При строительстве КС на магистральном газопроводе «Сила Сибири» основное предпочтение отдается блочно-модульному исполнению оборудования КС. Это означает, что КС включает в себя ГПА, пылеуловители, АВО и вспомогательные системы. Такая компоновка позволяет увеличить технико-экономические показатели КС, уменьшить гидравлическое сопротивление в технологических трубопроводах, сократить сроки и стоимость строительства и эксплуатации станции.

Преимущества использования блочно-модульной компоновки КС:

- размещение линии рециркуляции газа непосредственно в технологическом модуле, что дает возможность исключить общецеховую линию рециркуляции газа, уменьшить общую длину трубопроводов;
- индивидуальная поагрегатная обвязка АВО газа, что снижает турбулентность и вибрацию технологических трубопроводов и, как следствие, повышает надежность работы агрегатов [4].



Рисунок 1 — Блочно-модульная схема обвязки основного технологического оборудования КС

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Компоновка и оборудование КС		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.						23
Консульт.								99
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					НИ ТПУ гр. 256Б	

КС состоит из узла очистки газа, компрессорных цехов, установок охлаждения газа и вспомогательных систем. Работа оборудования КС обеспечивается технологическими трубопроводами с запорно-регулирующей арматурой, маслосистемой, установками подготовки пускового, топливного и импульсного газа, системой электроснабжения и пр.

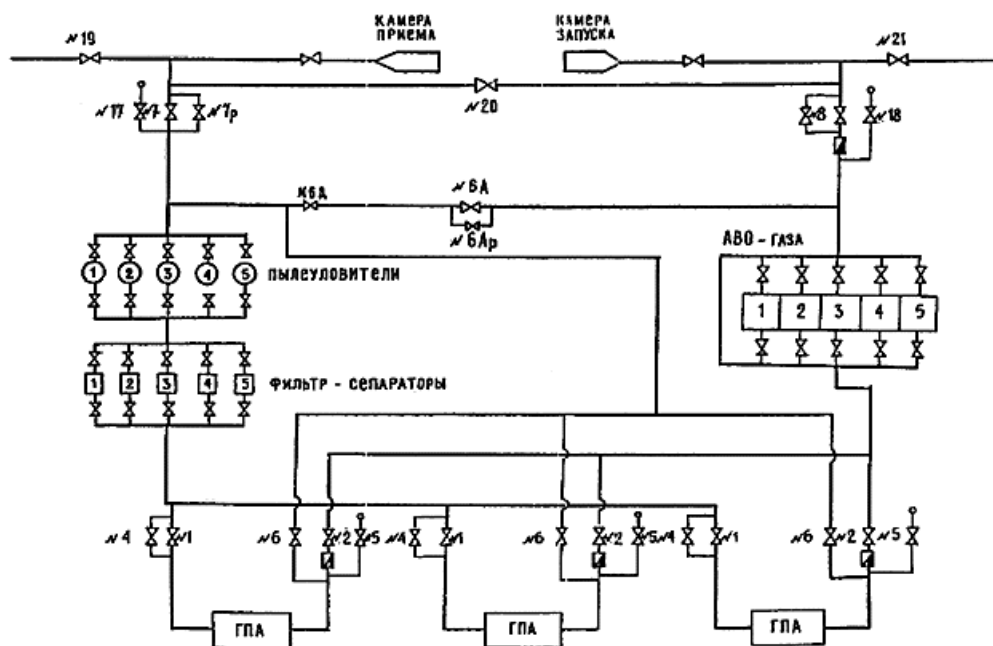


Рисунок 2 — Принципиальная технологическая схема КС с параллельной обвязкой ГПА

Обвязка ГПА параллельная, поскольку на КС используются полнонапорные нагнетатели.

На рисунке 2 представлена принципиальная схема работы КС с параллельной обвязкой. По этой схеме газ высокого давления из магистрального газопровода, проходя шаровой кран №7, через газопровод-шлейф попадает на циклонные пылеуловители с помощью всасывающего коллектора. Следующим этапом становится компримирование газа, которое происходит благодаря параллельно соединенным нагнетателям. Далее сжатый газ под давлением проходит нагнетательный коллектор, по которому направляется к батарее из АВО. После АВО охлажденный газ через открытые краны №8 поступает в магистральный газопровод.



Перемычка между всасывающим и нагнетательным шлейфами с кранами №6А образует разгрузочный контур цеха, который предназначен для работы ГПА, в пределах максимальной нагрузки, а также для регулирования производительности.

Импульсный газ отбирается у выкидного шлейфа ГПА.

После очистки импульсного газа в газосепараторе и осушке в адсорберах БОИГа и по мере необходимости газа в подогреве в УПИГ, газ подводится к крановым узлам [4].

## 2.2 Оборудование КС

Для компримирования природного газа на компрессорной станции используются три агрегата ГПА-32 «Ладога» мощностью 32 МВт и два агрегата ГПА-16 «Ладога» мощностью 16 МВт. ГПА-32 имеет газотурбинный двигатель MS5002E, ГПА – двигатель T16.



Рисунок 3 — Агрегат ГПА-32 «Ладога»

В качестве установки очистки газа на КС-7а «Зейская» применены пылеуловители и блоки фильтров-сепараторов в количестве 2 шт. Для охлаждения газа на КС-7а «Зейская» используются аппараты воздушного

					Компоновка и оборудование КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

охлаждения газа горизонтальные типа АВГ-120МГ/3-13-2 в количестве 12 шт. Осушка и хранение газа проходят в соответствующем блоке. Все установки снабжены маслосистемой и соответствующей трубопроводной арматурой.

Для обеспечения безопасности работы КС ГПА-32 «Ладога» и ГПА-16 «Ладога» выполнены по «безлюдным» технологиям. Это означает, что технологический процесс перекачки природного газа максимально автоматизирован, а управление ГПА осуществляется с помощью КСАУ.

### 2.2.1 ГПА

Для эффективной перекачки природного газа на компрессорной станции установлены современные газоперекачивающие агрегаты 3 ГПА-32 «Ладога» и 2 ГПА-16 «Ладога», обладающие совокупной мощностью 128 МВт. Данные агрегаты технологически совершенны, рассчитаны на перекачку природного газа под большим давлением (до 120 атмосфер), соответствуют всем современным экологическим требованиям, обладают низким уровнем выбросов, высокой надежностью и эксплуатационной готовностью.

Оборудование ГПА-32 выполнено в блочно-модульном исполнении. Блоки возможно транспортировать различным видом транспорта: железнодорожным, водным или специальным автомобильным. Максимальный вес каждого блока не может составлять более 60 т. Блоки обеспечиваются специальными приспособлениями, необходимыми для разгрузки и перегрузки [5].

В состав ГПА-32 входят (рисунок 4):

- ГТУ MS5002E мощностью 32 МВт;
- центробежный полнонапорный нагнетатель природного газа 400-21-1С;
- КСАУ;
- система электроснабжения;

					Компоновка и оборудование КС	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- аппарат воздушного охлаждения масла;
- КИП;
- вспомогательные системы [5].

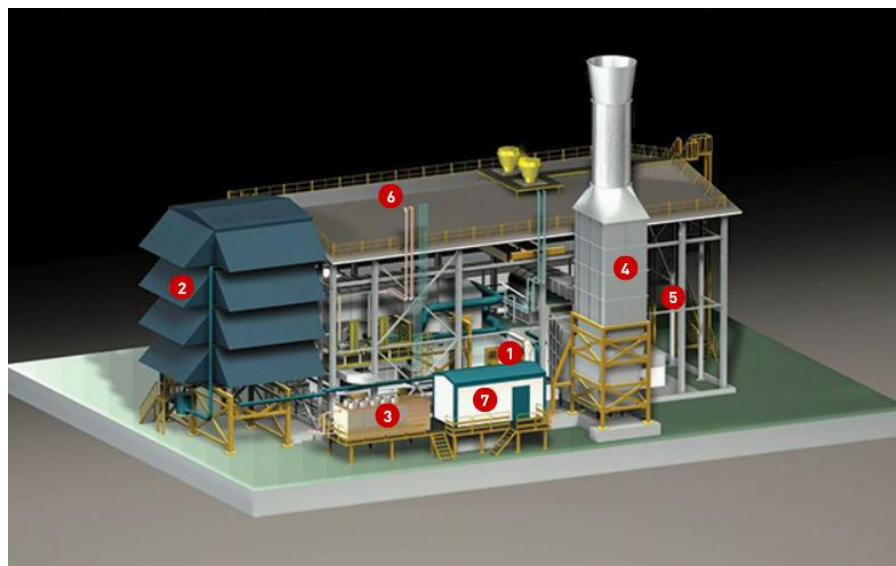


Рисунок 4 — Состав агрегата ГПА-32 «Ладога»:

1 – газотурбинная установка MS5002E; 2 – воздухоочистительное устройство; 3 – аппарат воздушного охлаждения масла; 4 – система выхлопа; 5 – нагнетатель типа 400-21-1С; 6 – индивидуальное укрытие ангарного типа; 7 – блок обогрева укрытия.

Таблица 1 — Основные характеристики ГПА-32 «Ладога» и ГПА-16 «Ладога»

	ГПА-32 «Ладога»	ГПА-16 «Ладога»
Номинальная мощность на муфте привода в стационарных условиях, МВт, не менее	31,2	16,5
Производительность объемная, приведенная к стандартным условиям (0,1013 МПа, 20 °С), млн м <sup>3</sup> /сут.	78,9	62,3

Продолжение таблицы 1

Политропный коэффициент полезного действия ЦБН, не менее, %	85	89
Эффективный коэффициент полезного действия ГТУ при работе на номинальной мощности в стационарных условиях, %, не менее	36	37
Номинальное абсолютное рабочее давление газа на выходе из ЦБН, МПа	11,86	7,45
Температура за турбиной, °С (ном./макс.)	510/600	492/600
Расход топливного газа кг/с	1,78	0,88
степень сжатия	1,4	1,44

На ГПА-32 установлена ГТУ MS5002E, произведенная АО «РЭП Холдинг» по лицензии General Electric Oil & Gas. Производство и сборка ГТУ осуществляется «РЭП Холдингом» на производственных мощностях «Невского завода».

Двигатель MS5002E конструктивно состоит из 2 блоков: непосредственно из силовой турбины на собственной раме и вспомогательных систем, расположенных на раме вспомогательных устройств (РВУ) и обеспечивающих работоспособность ГТУ.

В состав установки MS 5002E входит двухступенчатая осевая турбина газогенератора с охлаждаемыми сопловыми рабочими лопатками и защитным покрытием. Помимо нее в состав ГТУ входит свободная

					Компоновка и оборудование КС	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

неохлаждаемая двухступенчатая турбина, 11-ступенчатый осевой компрессор и секционная низкоэмиссионная камера сгорания с шестью жаровыми трубами [5].

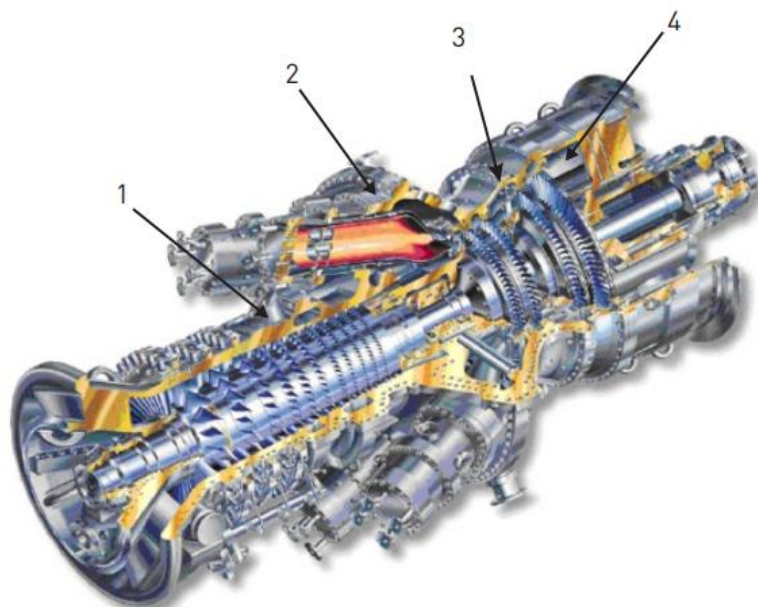


Рисунок 5 – Газотурбинный двигатель MS5002E

1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – турбина высокого давления;

4 – свободная турбина (турбина низкого давления)

Нагнетатель 400-21-1С является центробежным, полнонапорным, двухступенчатым с системой концевых «сухих» уплотнений и масляными опорными и упорными подшипниками. Конструкция нагнетателя позволяет проводить межремонтное техническое обслуживание сборочных деталей и единиц без вскрытия деталей и элементов, имеющих более длительный межремонтный ресурс [5].

Нагнетатель включает в себя следующие составные части и элементы:

- цилиндр;
- пакет;
- трубопроводы обвязки;

- всасывающий и нагнетательный патрубки;
- фундаментную раму.

Базовой конструкцией нагнетателя является цилиндр, принимающий давление газа. Усилие давления газа воспринимается стопорными кольцами из 8 частей [5].

Таблица 2 — Основные параметры нагнетателя 400-21-1С

Наименование	Значение
Производительность, отнесенная к 20°C и 0,1013 МПа, млн.нм <sup>3</sup> /сутки	78,9
Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м <sup>3</sup> /мин	505
Давление газа конечное, абсолютное, при выходе из нагнетательного патрубка, МПа	11,86
КПД политропный	0,85
Отношение давлений	1,4
Мощность, потребляемая нагнетателем, МВт	30,4
Давление газа начальное, абсолютное, при входе во всасывающий патрубок нагнетателя, МПа	8,45
Температура газа начальная при входе во всасывающий патрубок нагнетателя, °C	5
Плотность газа, отнесенная к 20°C и 0,1013 МПа, кг/м <sup>3</sup>	0,689
Частота вращения ротора, об/мин	5550
Диапазон рабочих частот вращения, % от номинальных	70-105
Габаритные размеры, м:	
длина фундаментной рамы	2,6
ширина фундаментной рамы	2,2
уровень площадки обслуживания, от оси нагнетателя	1,5
высота подъёма крюка крана, от оси нагнетателя	2,0
Масса расчётная (расчётная), т:	
нагнетателя в объёме поставки	51,7
в том числе:	
блок нагнетателя	45,7
наиболее тяжёлой части при монтаже (блок нагнетателя)	45,7
наиболее тяжёлой части при эксплуатации:	
пакет в сборе	20,6
пакет, нагнетательная часть	11,4
пакет, всасывающая часть	8,6

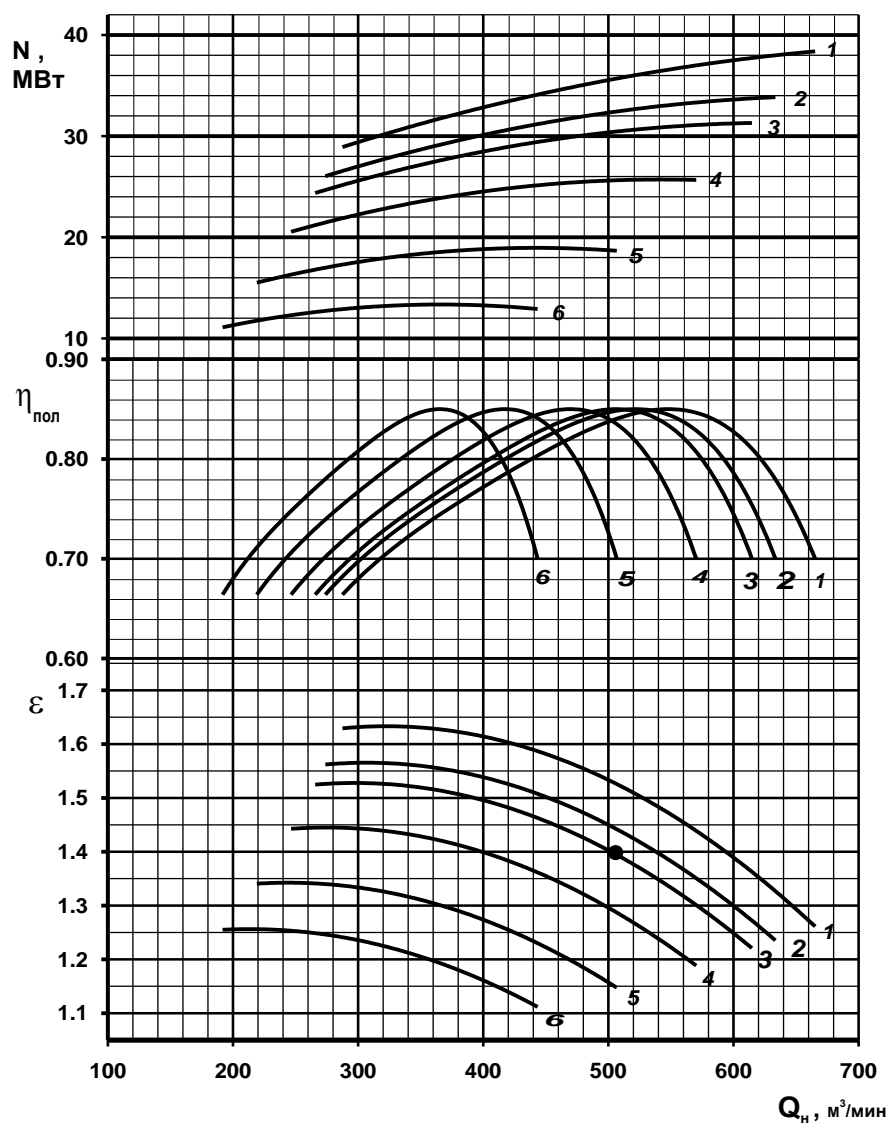


Рисунок 6 — Газодинамические характеристики  
нагнетателя 400-21-1С

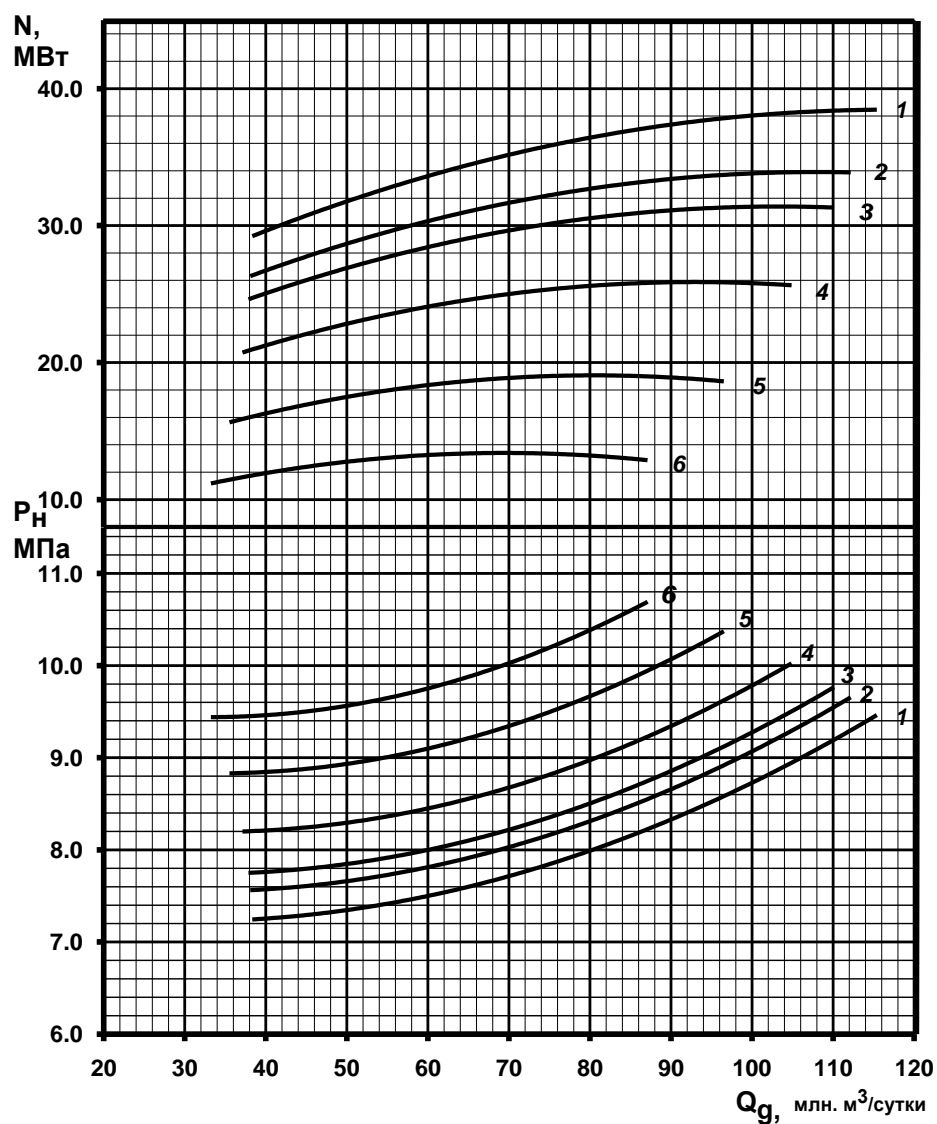


Рисунок 7 — Газодинамические характеристики  
нагнетателя 400-21-1С

Таблица 3 — Начальные условия работы нагнетателя 400-21-1С

<p>Обозначения:</p> <p><math>Q_n</math> — производительность объемная, отнесенная к начальным условиям</p> <p><math>\varepsilon</math> — степень сжатия</p> <p><math>\eta_{пол}</math> — политропный КПД</p> <p><math>N</math> — потребляемая мощность</p> <p>● — режим по ТУ</p>	<p>Начальные условия:</p> <p>Давление на нагнетании <math>P_k = 11,86</math> МПа</p> <p>Температура начальная <math>T_n = 278</math> К</p> <p>Газовая постоянная <math>RZ = 417</math> Дж/(кг К)</p> <p>Показатель адиабаты <math>k = 1,304</math></p> <p>Частота вращения ротора <math>n</math>, об/мин: 1 — 6000; 2 — 5714; 3 — 5550; 4 — 5143; 5 — 4571; 6 — 4000.</p>
---	---



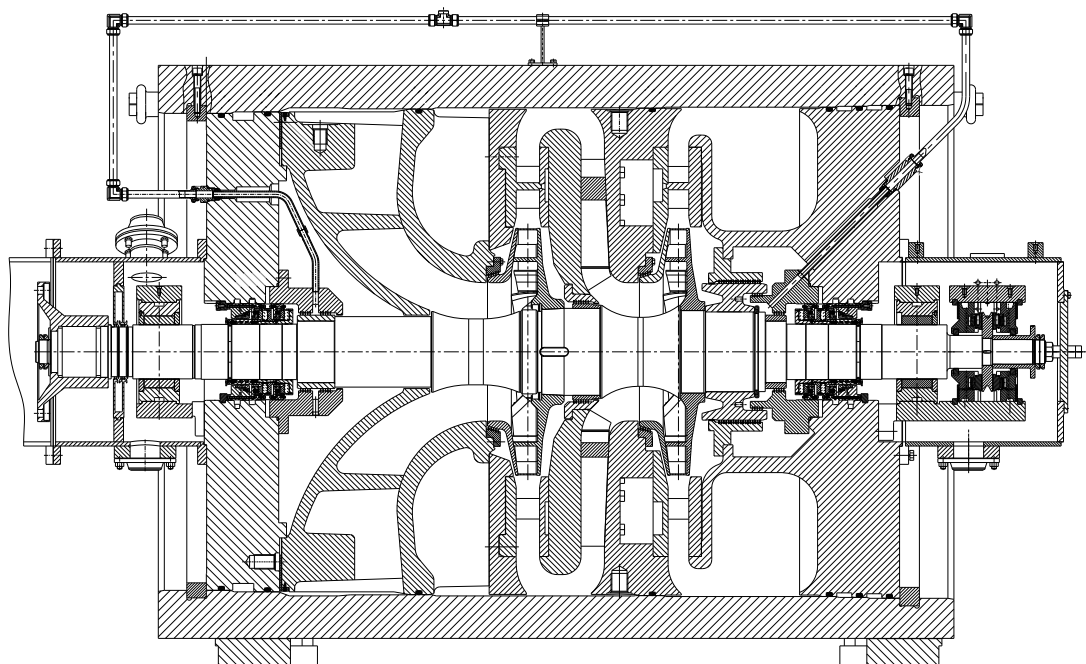


Рисунок 8 — Нагнетатель центробежный 400-21-1С (продольный разрез)

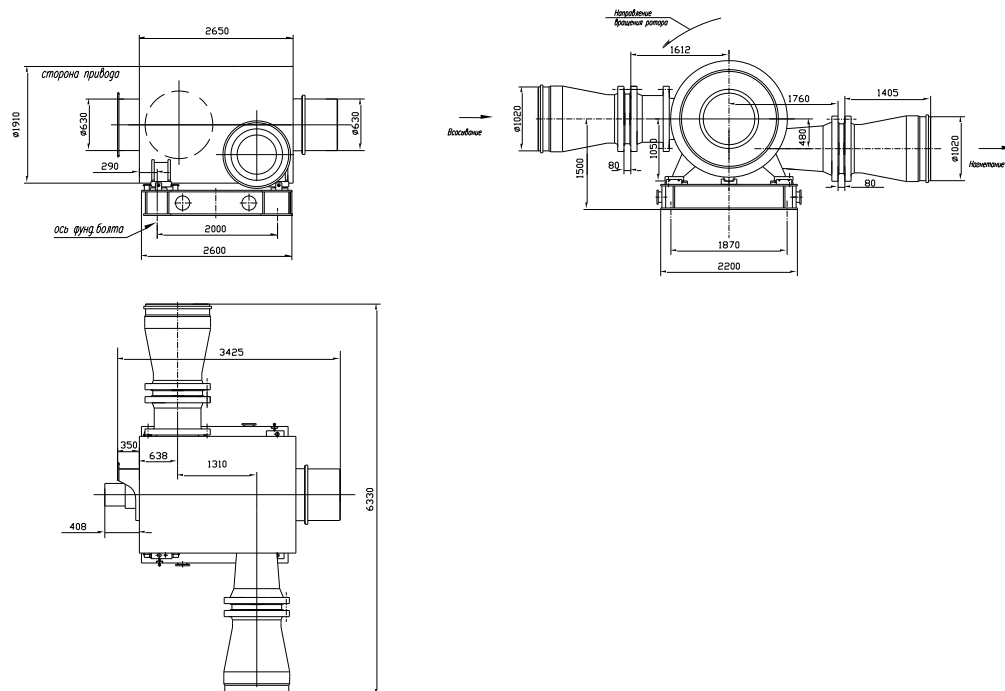


Рисунок 9 — Габаритный чертеж нагнетателя типа 400-21-1С

Основное и вспомогательное оборудование ГПА-16 поставляется в виде блоков полной заводской готовности, со смонтированным и обвязанным технологическим оборудованием, приборами и датчиками автоматики и

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

контроля, электрооборудованием, смонтированными и выведенными на клеммные коробки кабельных коммуникаций. Для удобства погрузки и выгрузки блоки оборудованы строповочными устройствами [6].

ГПА-16 состоит из (рисунок 3):

- газотурбинной установки мощностью 16 МВт;
- центробежного нагнетателя природного газа;
- комплексной системы автоматического управления (КСАУ);
- комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ);
- системы электроснабжения;
- аппарата воздушного охлаждения масла;
- контрольно-измерительных приборов (КИП);
- вспомогательных систем [6].

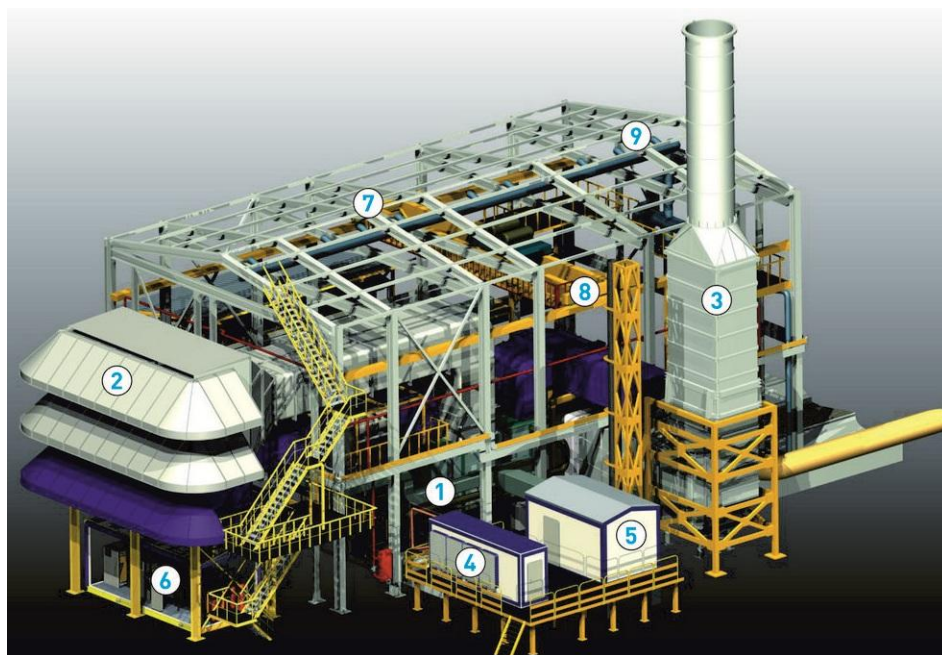


Рисунок 10 — Состав ГПА-16 «Ладоба»

1 – ГТУ; 2 – КВОУ; 3 – система выхлопа; 4 – аппарат воздушного охлаждения масла; 5 – блок обогрева укрытия; 6 – подготовка приборного воздуха; 7 – металлокаркас укрытия ангарного типа; 8 – грузоподъемное оборудование; 9 – системы вентиляции укрытия.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

В состав ГТУ Т16 входят двухступенчатая турбина высокого давления (ТВД) с охлаждением лопаточных аппаратов и двухступенчатая турбины низкого давления (ТНД) с поворотными лопатками первой ступени (сопловой аппарат с изменяемой геометрией). Такая конструкция ТНД позволяет поддерживать КПД в широком рабочем диапазоне. Отбор мощности ведется с вала турбины низкого давления. В состав ГТУ входят также 12-ступенчатый осевой компрессор и низкоэмиссионная камера сгорания [6].

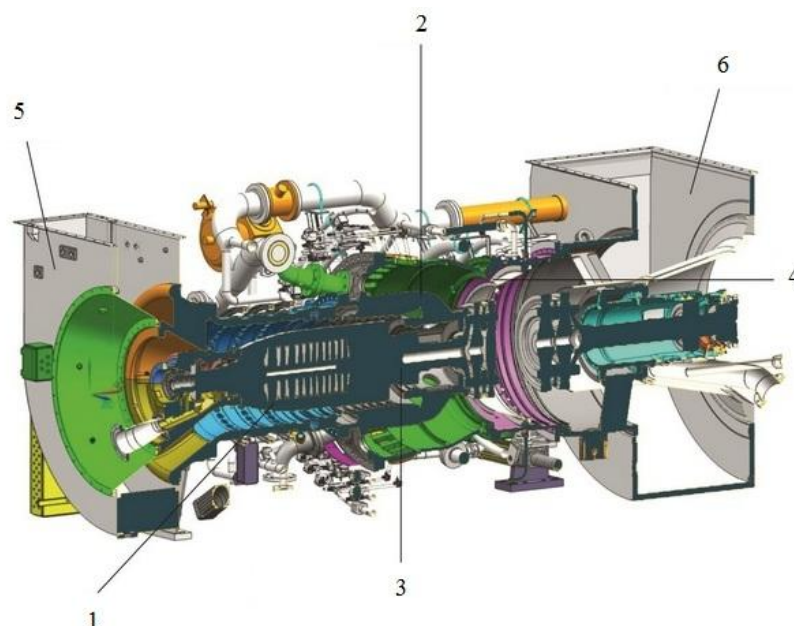


Рисунок 11 — Продольный разрез газотурбинного двигателя Т16.

### 2.2.2 Система охлаждения газа

Для охлаждения газа на КС-7а «Зейская» используются аппараты воздушного охлаждения газа горизонтальные типа АВГ-120МГ/3-13-2 в количестве 12 шт. Аппарат состоит из металлоконструкции с установленными на ней теплообменными секциями. Секция собрана из боковых стенок, состоящих из поперечно-оребрённых труб, расположенных горизонтально, и штампосварных камер, закреплённых вальцовкой. К камерам секций присоединены входной и выходной коллекторы газа. Каждый коллектор оснащен термометром, манометром и ручным краном.

К металлоконструкции крепятся диффузоры с коллекторами вентиляторов. Вентиляторы, вращаясь в полости коллекторов, прогоняют воздух через межтрубное пространство секций. Проходящий по коллекторам газ охлаждается за счет оребренной поверхности труб, поскольку такая конструкция позволяет передать тепло газа воздуху. При низкой температуре окружающего воздуха аппараты могут работать с отключенными вентиляторами за счет естественной конвекции.

Особенностью АВО, расположенных на КС-7а, является наличие системы автоматического управления с частотно-регулируемым приводом [7].

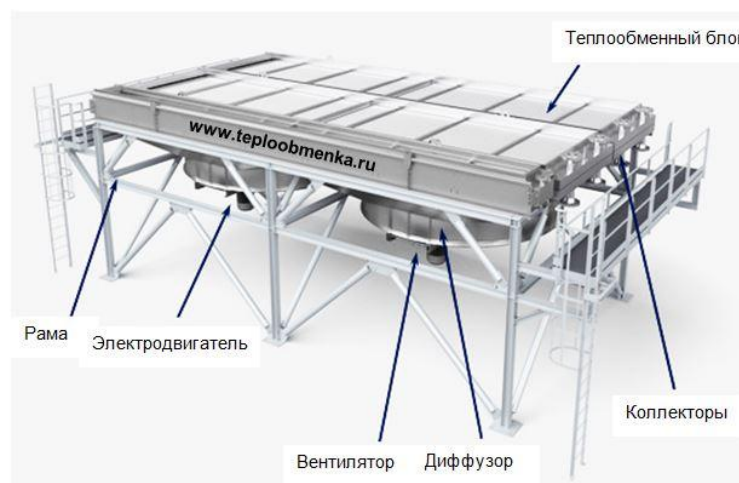


Рисунок 12 — Устройство аппарата воздушного охлаждения

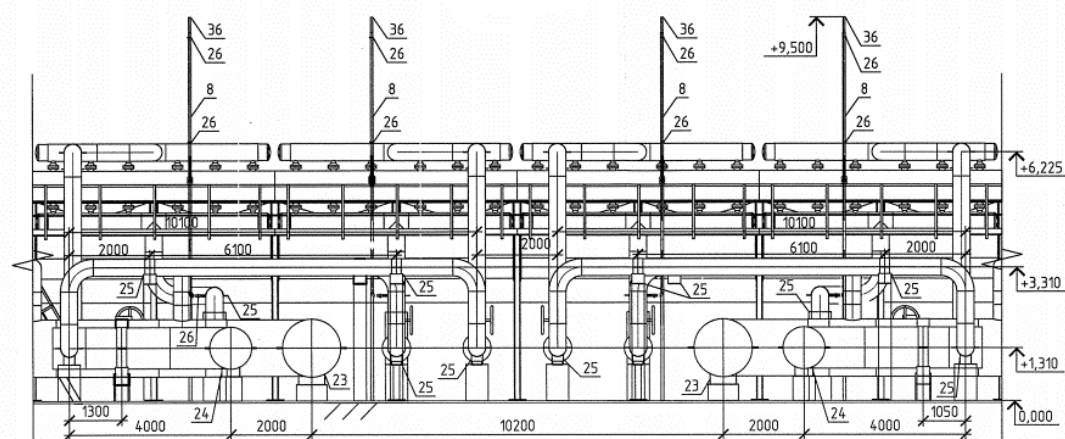


Рисунок 13 — Чертёж АВО-120МГ/3-13-2

					Компоновка и оборудование КС	Лист 36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 2.2.3 Система очистки газа

Для предотвращения загрязнения и эрозии оборудования на компрессорной станции предусмотрено наличие установки очистки газа от твердых и жидких примесей. На КС-7а «Зейская» очистка осуществляется в 2 ступени [3]. Первая ступень очистки предусматривается в пылеуловителях, вторая – в фильтрах-сепараторах. Установка имеет обогрев для предотвращения замерзания жидкости. В случае аварийной ситуации для отключения установки от общего коллектора предусмотрены краны с ручным приводом.

### 2.2.4 Система подготовки топливного, пускового и импульсного газа

Для подготовки импульсного газа, используемого для перестановки кранов, а также топливного и пускового газа для газотурбинного двигателя и осевого компрессора, на КС существует система подготовки топливного, пускового и импульсного газа. В качестве топливного, импульсного и пускового газа на КС используется природный газ.

Работы системы заключается в:

- подготовке топливного, пускового и импульсного газа;
- очистке и редуцировании газа для собственных нужд компрессорного цеха.

Подготовка осуществляется в несколько этапов:

1. Очистка газа.
2. Подогрев газа.
3. Редуцирование до необходимого давления (для топливного и пускового газа).

Отбор осуществляется в 3 точках: до и после крана, предназначенного для направления газа по магистральному газопроводу в случае отключения КС, после узла очистки и перед установкой охлаждения газа. В узле очистки

					Компоновка и оборудование КС	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

происходит очистки газа от механических примесей и жидкостей из газа. Качество очистки должно соответствовать [8]. Подогрев происходит с целью предотвращения образования кристаллогидратов в трубопроводе. Топливный газ подогревается до 25°C. Узел редуцирования предназначен для снижения и поддержания давления и включает в себя регуляторы давления, клапаны-отсекатели, арматуру, контрольно-измерительные приборы для измерения давления и температуры.

### 2.2.5 Назначение запорной арматуры

Трубопроводная арматура – это устройство, с помощью которого осуществляется управление потоками рабочих сред (в данном случае потоком природного газа) путем изменения площади проходного сечения.

На компрессорной станции применяется трубопроводная арматура различного назначения. Используемая на КС арматура подразделяется на общестанционную, агрегатную и охранную.

Общестанционные краны установлены на узлах подключения КС к трубопроводу и предназначены для стравливания газа за пределы технологической обвязки КС.

Агрегатные краны подключены к обвязке нагнетателя и обеспечивают подключение агрегатов к технологическим трубопроводам станции. К агрегатным относятся краны № 1, 2, 3, 4, 5, 6.

Охранные краны предназначены для обеспечения безопасности работы КС. Они срабатывают при аварийной ситуации (отключают станцию от магистрального газопровода). К таким кранам относятся краны № 19 и 21.

На КС-7а «Зейская» используются краны (рисунок 14), задвижки (рисунок 15) и обратные клапаны (рисунок 17).

Краном называется запорная арматура, запорным органом которой является тело вращения. Перекрытие потока осуществляется путем вращения запорного органа вокруг собственной оси.

На КС-7а используется шаровой кран – разновидность крана, запорным органом которого является сферический стальной шар. Данный кран прост в обслуживании и работе, имеет относительно небольшие габариты и высокую герметичность перекрытия потока.

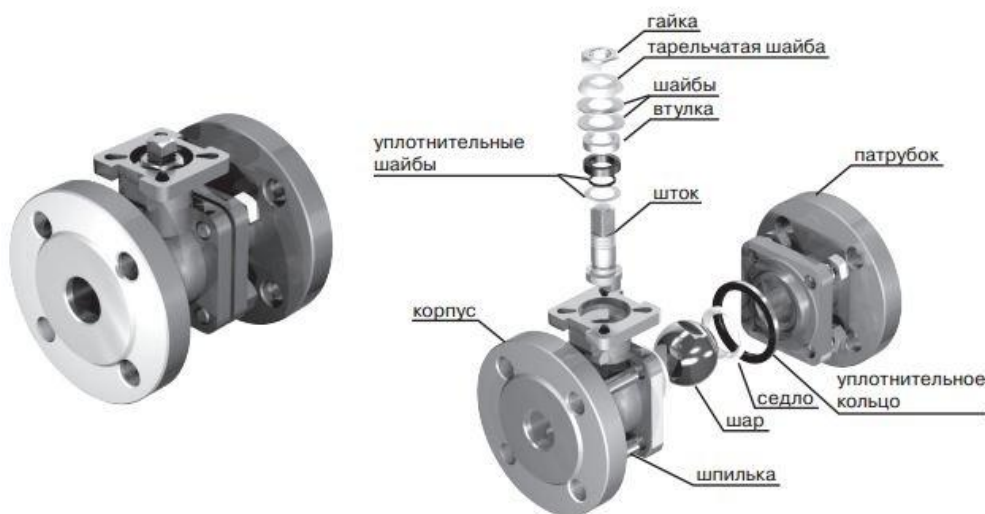


Рисунок 14 — Шаровой кран

Задвижкой (рисунок 15) называется запорное устройство, в котором затвор перемещается поступательно и перпендикулярно рабочей среде. Задвижки имеют ряд преимуществ, они простые в эксплуатации, имеют малое гидравлическое сопротивление и могут использоваться в различных условиях эксплуатации. На КС-7а задвижки применяются на установке очистки газа, а также для подготовки импульсного, топливного и пускового газа.



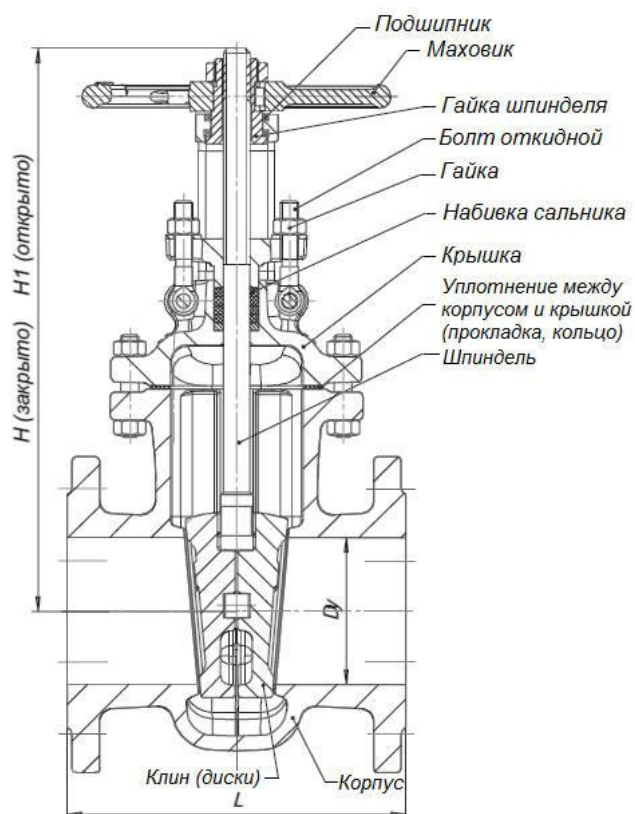


Рисунок 15 — Задвижка

К клапанам относят запорную арматуру, запорный орган которой перемещается параллельно потоку. Клапаны имеют ряд особенностей, обосновывающих их использование, а именно работа при большом перепаде давлений, относительно небольшие габариты и простота конструкции, невозможность гидравлического удара.



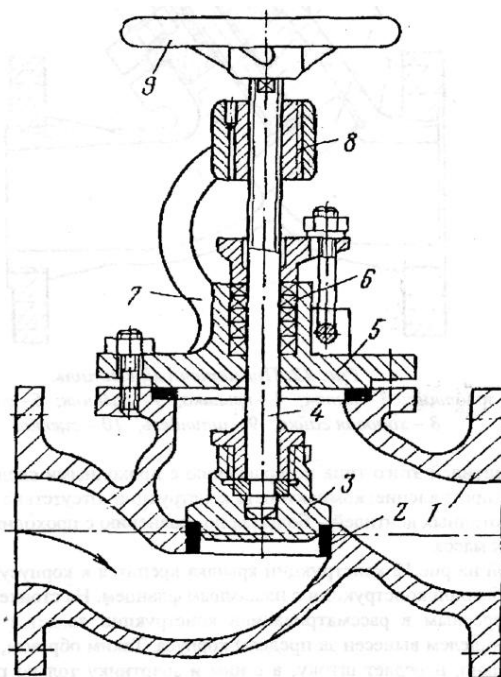


Рисунок 16 — Проходной клапан с золотником тарельчатого типа

1-корпус; 2-седло; 3-золотник; 4-шпindelь; 5-крышка; 6-сальник; 7-стойка; 8-ходовая гайка; 9-маховик.

К обратным клапанам относят устройства, предназначенные для предотвращения обратного потока газа в трубопроводе, срабатывающие автоматически. Основным узлом обратного клапана является его затвор, который пропускает газ в одном направлении и перекрывает поток в другом.

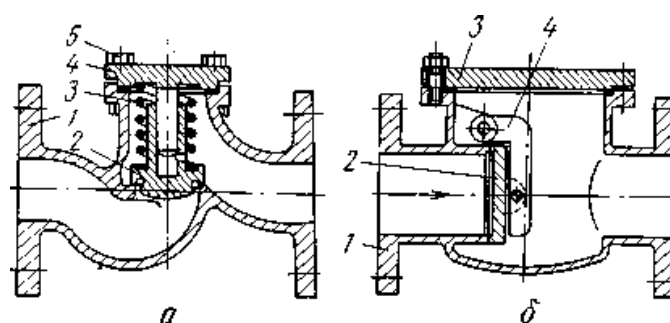


Рисунок 17 — Обратный клапан

а-подъемный: 1-корпус; 2-золотник; 3-пружина; 4-крышка; 5-болт  
б-поворотный: 1-корпус; 2-захлопка; 3-крышка; 4-серьга.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

### 2.2.6 Система маслоснабжения компрессорной станции

Система маслоснабжения компрессорной станции включает в себя две маслосистемы: общецеховую и агрегатную.

Основными функциями общецеховой системы маслоснабжения КС являются прием, хранение и предварительная очистка масла перед подачей масла расходную емкость цеха. В состав маслосистемы входят склад ГСМ и помещение маслорегенерации. В помещении склада ГСМ компрессорных станций находятся емкость отгенерированного масла, а также насосы для подачи масла потребителям. Для обеспечения эффективной циркуляции масла склад ГСМ и помещение маслорегенерации соединены между собой системой маслопроводов с запорной арматурой.

Агрегатная маслосистема включает в себя три масляных насоса (главный, вспомогательный и аварийный), маслобак с напорными и сливными трубопроводами, предохранительный клапан, охладитель масла два основных фильтра со сменными фильтрующими элементами электрический подогреватель, датчики давления, температуры и указателей уровня масла.

					Компоновка и оборудование КС	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3. Методы повышения энергоэффективности работы КС

Большая часть расходуемого на собственные нужды газотранспортной системы природного газа приходится на топливный газ (82%) [9], используемый в работе ГПА. Основная часть затраченной на транспортировку природного газа электроэнергии (65-75%) [7] расходуется на установки охлаждения газа. Поэтому основным оборудованием, за счет которого достигается наибольшая энергоэффективность, являются ГПА и АВО. Методы повышения энергоэффективности данного оборудования представлены в таблице 4:

Таблица 4 — Методы повышения энергоэффективности КС

№	объект	за счет чего повышается энергоэффективность
1.	АВО	Изменение углов атаки лопастей вентилятора
		Внедрение частотно-регулируемого привода
2.	ГПА	Выбор оптимального количества ГПА
		Регенеративное использование теплоты отходящих газов ГТУ

#### 3.1 Повышение энергоэффективности работы АВО

##### 3.1.1 Изменения углов атаки лопастей вентилятора

Одним из способов повышения энергоэффективности аппарата воздушного охлаждения является изменение углов атаки лопастей вентиляторов. Данная технология позволяет выставить угол атаки лопастей в зависимости от среднегодовой температуры. Регулировка лопастей вентилятора обеспечивает экономию электроэнергии до 10%. Но данная технология достаточно небезопасна – непосредственная правка положения лопастей является достаточно сложным и травмоопасным мероприятием, поэтому применение данной технологии крайне нежелательно.

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Методы повышения энергоэффективности работы КС	Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.					Листов
Консульт.							43
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					99
						НИ ТПУ гр. 256Б	

### 3.1.2 Применение частотно-регулируемого привода

Важнейшей частью работы установки охлаждения газа является электропривод. Благодаря его работе вентилятор на АВО работает, прокачивая воздух для теплообмена. На производстве в основном используются в качестве приводов асинхронные двигатели (АД) [7].

Так как электропривод потребляет большое количество энергии, внедрение передовых технологий поможет не только сократить энергопотребление привода, но и продлить срок его службы.

Одной из таких технологий является внедрение привода, регулирующего скорость вращения вентиляторов (частотно-регулируемого привода).

Данная технология применяется для поддержания точной температуры газа на выходе из АВО. Принцип заключается в использовании термодатчика, способного поддерживать оптимальную температуру за счёт частотного регулирования производительности вентиляторов. Регулирование может производиться благодаря преобразователю частоты (ПЧ), созданного на базе микропроцессорного контроллера [10]. Также при использовании этой технологии не требуется выполнять сложные и менее эффективные работы по регулировке угла атаки лопастей, так как лопасти настраиваются на угол, при котором электродвигатель будет работать в номинальном режиме. Также с использованием частотного регулирования можно избежать рециркуляцию, так как все вентиляторы работают с требуемой величиной вращения. Частотное регулирование скорости вращения вентилятора даёт экономию энергии в 20%, что даёт основания говорить о высокой эффективности данной технологии.

## 3.2 Оптимизация работы ГПА

### 3.2.1 Выбор оптимального количества ГПА

В настоящее время в газотранспортной системе РФ на КС существует множество ГПА, у которых КПД ниже паспортных значений, что приводит к увеличению количества потребляемого газа для обеспечения рабочего давления и, как следствие, к снижению производительности и энергоэффективности как КС, так и всей газотранспортной системы в целом. Это может быть связано с двумя факторами:

- ухудшение технического состояния ГПА;
- использование ГПА на низком уровне производительности.

При наличии первого фактора на КС требуется замена устаревших ГПА на более совершенные агрегаты. При недогрузке требуется оптимизация работы агрегатов.

Для рационального выбора количества ГПА на КС применяется расчетно-оценочный метод потребляемой мощности компрессорного цеха. Расчеты осуществляются в соответствии со схемой, изображенной на рисунке 18 [11].

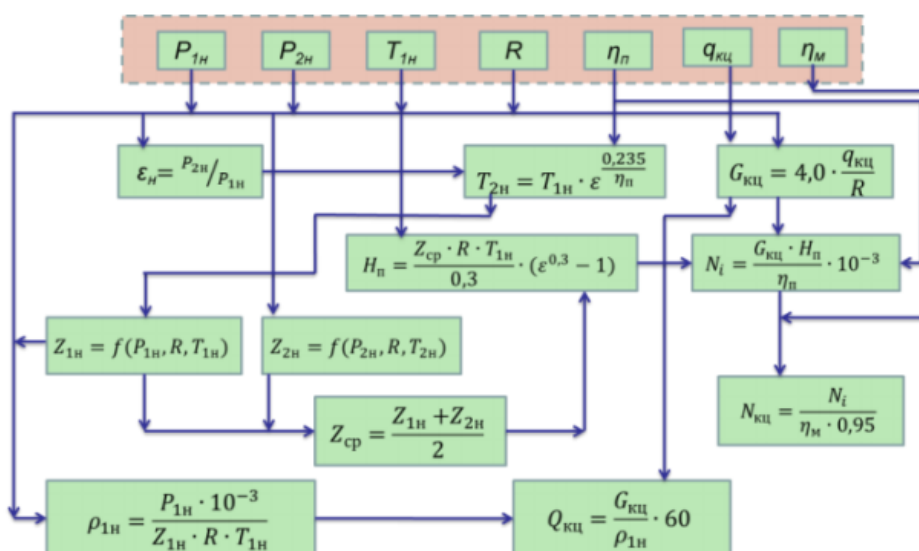


Рисунок 18 — Блок-схема определения параметров работы КЦ расчетно-оценочным методом

На следующем этапе расчеты проводятся по конкретным характеристикам ЦБН и ГПА, используемых на КС.

### 3.2.2 Регенеративное использование теплоты отходящих газов ГТУ

Немаловажную роль в работе КС и расходе природного газа играют ГТУ. Повышение экономичности на ГТУ достигается путем использования регенерации теплоты отходящих газов.

Суть метода сводится к сокращению потерь теплоты уходящих газов путем их повторного использования в тепловом цикле. Большая часть газа, используемая в тепловом цикле ГТУ, покидают турбину, причем с достаточно высокой температурой (400-450 °С). При регенерации уходящих газов энергоэффективность ГТУ существенно повышается.

Принцип действия заключается в следующем: после сжатия в компрессоре воздух пропускается через регенератор – теплообменный аппарат поверхностного типа. В регенератор также поступают отработавшие газы после газовой турбины. Газы отдают часть тепла, а затем удаляются в атмосферу. Благодаря высокой температуре газов температура в регенераторе увеличивается на 180-250°С, что приводит к меньшему расходу топлива на подогрев воздуха в камере и, как следствие, повышению энергоэффективности работы как самой ГТУ, так и КС в целом.

Применение регенеративного использования теплоты отходящих газов экономит существенное число энергоресурсов, поэтому данный метод может быть использован как на новых КС, так и на старых КС за счет перевода ГТУ на работу по регенеративному циклу [11].

					Методы повышения энергоэффективности работы КС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

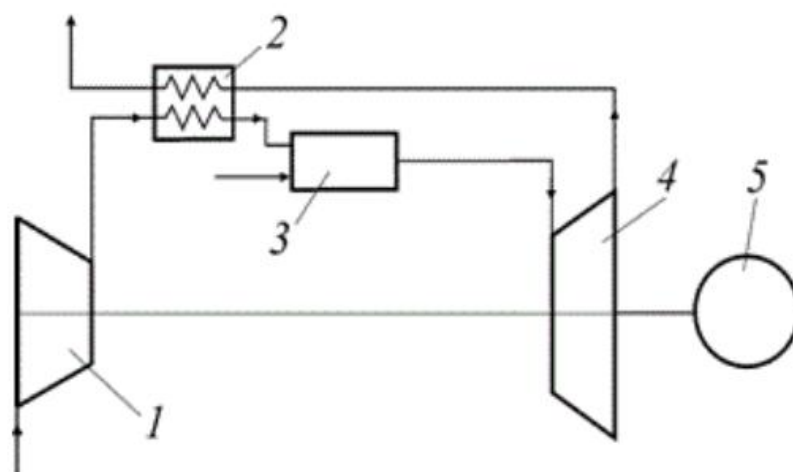


Рисунок 19 — Схема ГТУ с регенерацией теплоты уходящих газов:

1 - компрессор; 2 - регенератор; 3 - камера сгорания; 4 - турбина;

5 - нагрузка.

#### 4. Расчетная часть

Важными параметрами, оказывающими определенное влияние на энергоэффективность КС, являются расход топливного газа при работе ГТУ и коэффициент использования мощности, показывающий, насколько эффективно используется установленная мощность.

Расчет топливного газа ГТУ  $q_{\text{ТГ}}$ , тыс. м<sup>3</sup>/ч, вычисляют согласно [12] по формуле:

$$q_{\text{ТГ}} = q_{\text{ТГ}}^0 \left( 0,75 \cdot \frac{N_{\text{Н}}}{N_{\text{е}}^0} + 0,25 \cdot K_{p_a} \sqrt{\frac{T_a}{288}} \right) \cdot K_{\text{ТГ}} \cdot K_n, \quad (4.1)$$

где  $q_{\text{ТГ}}^0$  – номинальный расход топливного газа, тыс.м<sup>3</sup>/ч;

$K_{\text{ТГ}}$  – коэффициент технического состояния ГТУ (по топливу);

$N_{\text{Н}}$  – мощность, потребляемая центробежным нагнетателем, МВт;

$N_{\text{е}}^0$  – номинальная мощность ГТУ, МВт;

$K_{p_a}$  – коэффициент, учитывающий влияние высоты над уровнем моря.

Так как высота объекта составляет 300 метров, то согласно [12] значение коэффициента составляет 0,965;

$T_a$  – расчётная температура атмосферного воздуха, К;

$K_n$  – коэффициент влияния относительной скорости вращения ротора силовой турбины (учитывается в коэффициенте  $K_N$ ).

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Расчетная часть	Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.					48
Консульт.							99
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				НИ ТПУ гр. 256Б	



Номинальный расход топливного газа  $q_{\text{тг}}^0$  определяется по формуле (4.2):

$$q_{\text{тг}}^0 = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot N_e^0}{\eta_e \cdot Q_{\text{тс}}}, \quad (4.2)$$

где  $\eta_e$  – номинальный КПД ГТУ;

$Q_{\text{тс}}$  – теплота сгорания топливного газа, кДж/м<sup>3</sup>.

Коэффициент использования мощности  $K_{\text{и}}$  рассчитывается по формуле (4.3):

$$K_{\text{и}} = \frac{N_{\text{н}}}{N_e^p}, \quad (4.3)$$

где  $N_e^p$  – располагаемая мощность ГТУ, МВт, которую, согласно [9], определяют по следующей формуле:

$$N_e^p = N_e^0 \cdot K_N \cdot K_t \cdot K_y \cdot K_n \cdot K_{p_a}, \quad (4.4)$$

где  $K_N$  – коэффициент технического состояния ГТУ (по мощности), принимают равным 0,95;

$K_t$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры атмосферного воздуха;

$K_y$  – коэффициент, учитывающий наличие утилизатора атмосферного воздуха. При наличии утилизатора значение данного коэффициента составляет 0,985.

Учет коэффициента влияния температур атмосферного воздуха  $K_t$  осуществляется по формуле:

$$K_t = 1 - k_t \cdot \frac{T_a - 288}{T_a}, \quad (4.5)$$

где  $k_t$  – коэффициент, величину которого рекомендуется принимать 3,0.

Расчетная температура атмосферного воздуха  $T_a$  на входе в ГТУ определяется по формуле

$$T_a = T_a^{\text{cp}} + 5, \quad (4.6)$$

где  $T_a^{\text{cp}}$  – средняя температура атмосферного воздуха расчетного календарного периода, К. Среднегодовая температура воздуха, согласно краткой информации по природно-климатическим характеристикам района размещения КС, составляет минус 1,3°C, что равно 271,7 °К. Соответственно согласно формуле (6) расчетная температура  $T_a$  составит:

$$T_a = 271,7 + 5 = 276,7. \quad (4.7)$$

Соответственно температурный коэффициент  $K_t$  будет равен:

$$K_t = 1 - 3 \cdot \frac{276,7 - 288}{276,3} = 1,12. \quad (4.8)$$

#### 4.1 Расчет показателей энергоэффективности для ГТУ MS5002E

Номинальный расход топливного газа  $q_{\text{тг}}^0$ , тыс. м<sup>3</sup>/ч, составляет (4.9):

$$q_{\text{тг}}^0 = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot 32}{0,36 \cdot 31,8 \cdot 10^3} = 10,052, \quad (4.9)$$

где  $N_e^0 = 32$  МВт;

$\eta_e = 36\%$ ;

$Q_{\text{тс}} = 31,8$  МДж/м<sup>3</sup> (низшая теплота сгорания согласно ГОСТ 5542-87 [10])

Соответственно количество топливного газа ГТУ  $q_{\text{тг}}$ , тыс. м<sup>3</sup>/ч, составляет (4.10):

$$q_{\text{тг}} = 10,052 \left( 0,75 \cdot \frac{30,4}{32} + 0,25 \cdot 0,965 \sqrt{\frac{276,7}{288}} \right) \cdot 1,05 = 10,015, \quad (4.10)$$

где  $N_H = 30,4$  МВт.

Располагаемая мощность ГТУ, МВт:

$$N_e^p = 32 \cdot 0,95 \cdot 1,12 \cdot 0,985 \cdot 0,965 = 32,36. \quad (4.11)$$

Коэффициент использования мощности  $K_{и}$ :

$$K_{и} = \frac{N_H}{N_e^p} = 0,94. \quad (4.12)$$

#### 4.2 Расчет показателей энергоэффективности для ГТУ Т16

Номинальный расход топливного газа  $q_{тг}^0$ , тыс. м<sup>3</sup>/ч, составляет (4.13):

$$q_{тг}^0 = \frac{3,6 \cdot 10^3 \cdot 16,5}{0,37 \cdot 31,8 \cdot 10^3} = 5,048, \quad (4.13)$$

где  $N_e^0 = 16,5$  МВт;

$\eta_e = 37\%$ ;

$Q_{тс} = 31,8$  МДж/м<sup>3</sup>.

Соответственно количество топливного газа ГТУ  $q_{тг}$ , тыс. м<sup>3</sup>/ч, составляет:

$$q_{тг} = 5,048 \left( 0,75 \cdot \frac{15,2}{16,5} + 0,25 \cdot 0,965 \sqrt{\frac{276,7}{288}} \right) \cdot 1,05 = 4,877, \quad (4.14)$$

где  $N_H = 15,2$  МВт.

Располагаемая мощность ГТУ, МВт:

$$N_e^p = 16,5 \cdot 0,95 \cdot 1,12 \cdot 0,985 \cdot 0,965 = 16,69. \quad (4.15)$$

Коэффициент использования мощности  $K_{и}$ :

$$K_{и} = \frac{N_H}{N_e^p} = 0,91. \quad (4.16)$$

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 4.3 Сравнение показателей энергоэффективности различных ГТУ

Для проверки показателей энергоэффективности газотурбинные установки, используемые на ГПА-32 «Ладога» и ГПА-16 «Ладога» сравниваются с аналогичными моделями ГТУ, представленными на рынке. Но так как ГПА-32 «Ладога» является уникальным решением в РФ и единственным агрегатом с мощностью 32 МПа, то сравниваться будут ГТУ Т16 и ГТНР-16, производившийся на том же заводе несколько ранее ГТУ Т16.

Для начала необходимо произвести расчет показателей энергоэффективности у ГТНР-16.

Номинальный расход топливного газа  $q_{\text{ТГ}}^0$ , тыс. м<sup>3</sup>/ч, составляет (4.17):

где  $N_e^0 = 16$  МВт;

$\eta_e = 33\%$ ;

$Q_{\text{ТС}} = 31,8$  МДж/м<sup>3</sup>.

Соответственно количество топливного газа ГТУ  $q_{\text{ТГ}}$ , тыс. м<sup>3</sup>/ч, составляет (4.18):

$$q_{\text{ТГ}} = 5,488 \left( 0,75 \cdot \frac{15,2}{16} + 0,25 \cdot 0,965 \sqrt{\frac{276,7}{288}} \right) \cdot 1,05 = 5,466, \quad (4.18)$$

где  $N_{\text{Н}} = 15,2$  МВт.

Располагаемая мощность ГТУ, МВт:

$$N_e^p = 16 \cdot 0,95 \cdot 1,15 \cdot 0,985 \cdot 0,965 = 16,615, \quad (4.19)$$

где  $k_t = 3,7$  [4], а следовательно температурный коэффициент  $K_t$  будет равен:

$$K_t = 1 - 3,7 \cdot \frac{276,7 - 288}{276,3} = 1,15. \quad (4.20)$$

Коэффициент использования мощности  $K_{и}$ :

$$K_{и} = \frac{N_{н}}{N_e} = 0,915. \quad (4.21)$$

Определим разницу в номинальном расходе топливного газа  $\Delta q_{тг}$ , тыс. м<sup>3</sup>/ч.:

$$\Delta q_{тг} = q_{тг}^{гтнр16} - q_{тг}^{гту16} = 0,589. \quad (4.22)$$

Как видно из расчетов, коэффициент использования мощности  $K_{и}$  у ГТНР-16 больше, чем у ГТУ Т16, но количество потребляемого топливного газа  $q_{тг}$  у ГТНР-16 также больше, чем у ГТУ Т16 на 589 м<sup>3</sup>/ч, что говорит о большей энергоэффективности ГТУ Т16 при большей номинальной мощности.

#### 4.4 Расчет основных параметров нагнетателя

Основными параметрами центробежных нагнетателей являются следующие величины:

- производительность;
- давление на входе и выходе ( $P_1$  и  $P_2$ );
- температура газа на входе и выходе ( $T_1$  и  $T_2$ );
- частота оборотов ротора ( $n$ );
- КПД ( $\eta$ );
- мощность ( $N$ ) [13].

Существует несколько типов производительности: массовая производительность на входе  $M_1$  и выходе  $M_2$ , кг/с, объемная производительность на входе  $Q_1$  и выходе  $Q_2$ , м<sup>3</sup>/с, и коммерческая производительность  $Q_k$  (м<sup>3</sup>/с). Массовая и объемная производительность связаны соотношением [13]:

$$Q_1 = \frac{M_1}{\rho_1}; Q_2 = \frac{M_2}{\rho_2}, \quad (4.23)$$

где  $\rho_1$  и  $\rho_2$  – плотность газа при условиях на входе и выходе нагнетателя, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_1 = \frac{P_1}{Z_1 \cdot R \cdot T_1}; \quad \rho_2 = \frac{P_2}{Z_2 \cdot R \cdot T_2}, \quad (4.24)$$

где  $R$  - газовая постоянная, транспортируемого газа, Дж/кг·К;

$Z_1$  и  $Z_2$  - коэффициенты сжимаемости газа при условиях всасывания и нагнетания (для идеального газа  $Z=\text{const}=1$ );

$P_1$  и  $P_2$  – давление на входе и выходе, Па;

$T_1$  и  $T_2$  – температура газа на входе и выходе, К;

$R$  - газовая постоянная, транспортируемого газа, Дж/кг·К:

$$R = \frac{R_{\text{возд}}}{\Delta}, \quad (4.25)$$

где  $R_{\text{возд}}$  – газовая постоянная воздуха ( $R_{\text{возд}} = 287$  Дж/кг·К);  $\Delta$  – относительная плотность газа по воздуху.

Коммерческая производительность  $Q_k$  – это объемная производительность на входе нагнетателя приведённая к стандартным условиям (760 мм.рт.ст., 20<sup>0</sup>С):

$$Q_k = \frac{M_1}{\rho_0}, \quad (4.26)$$

где  $\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_0 = \Delta \cdot \rho_{\text{возд}}, \quad (4.27)$$

где  $\rho_{\text{возд}}$  – плотность воздуха при нормальных условиях ( $\rho_{\text{возд}}=1,205$  кг/м<sup>3</sup>).

					Расчетная часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Степень сжатия нагнетателя:

$$\varepsilon = \frac{P_2}{P_1}, \quad (4.28)$$

где  $P_2$  - абсолютное давление на выходе нагнетателя, Па;

$P_1$  - абсолютное давление на входе нагнетателя, Па.

Произведем данный расчет для центробежного нагнетателя 400-21-1С.

Так как объемная производительность  $Q$  известна, то массовая производительность  $M$  находится по формуле:

$$M = Q \cdot \rho. \quad (4.29)$$

Определим  $\rho_1$  и  $\rho_2$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_1 = \frac{6,206 \cdot 10^6}{417 \cdot 275,8} = 53,97; \quad \rho_2 = \frac{9,48 \cdot 10^6}{417 \cdot 310,7} = 73,16, \quad (4.30)$$

где  $\rho_1 = 6,206 \text{ МПа}$  – среднегодовое давление газа при всасывании;

$\rho_2 = 9,48 \text{ МПа}$  – среднегодовое давление газа при нагнетании;

$RZ = 417 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}$  – газовая постоянная транспортируемого газа (согласно газодинамической характеристике нагнетателя,  $Z=1$ );

$T_1 = 275,8 \text{ К}$  – среднегодовая температура газа при всасывании;

$T_2 = 310,7 \text{ К}$  – среднегодовая температура газа при нагнетании.

Тогда:

$$M_1 = \frac{505 \cdot 53,97}{60} = 454,2 \text{ кг/с}; \quad (4.31)$$

$$M_2 = \frac{505 \cdot 53,97}{60} = 615,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}; \quad (4.32)$$

где  $Q_1=Q_2=505 \text{ м}^3/\text{мин}$ .

Относительная плотность газа по воздуху,  $\Delta$ :

$$\Delta = \frac{287}{417} = 0,688. \quad (4.33)$$

Тогда плотность газа при нормальных условиях,  $\rho_0$  (кг/м<sup>3</sup>):

$$\rho_0 = 0,688 \cdot 1,205 = 0,829. \quad (4.34)$$

Тогда коммерческая производительность  $Q_k$  (м<sup>3</sup>/с) составит:

$$Q_k = \frac{454,2}{0,829} = 547,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (4.35)$$

Степень сжатия нагнетателя  $\varepsilon$ :

$$\varepsilon = \frac{9,48}{6,21} = 1,53. \quad (4.36)$$

Согласно расчетам, фактическая степень сжатия нагнетателя оказалась больше, чем степень сжатия, предусмотренная заводом-изготовителем нагнетателя. При этом входное и выходное давления газа меньше, чем давление, предусмотренное заводом-изготовителем. Расхождение в показателях объясняется тем, что рабочее давление магистрального газопровода меньше, чем выходное давление нагнетателя (согласно начальным условиям). Таким образом, можно сделать вывод, что оборудование используется эффективно, поскольку степень сжатия превышает изначальную при меньших давлениях газа, что приводит к снижению энергозатрат на компримирование.



## 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для осуществления транспортировки природного газа в газотранспортной системе Российской Федерации используется 254 компрессорные станции (КС). Большинство компрессорных станций были введены в эксплуатацию в 1960-70-е годы, в период начала интенсивного развития газовой промышленности. Основным видом оборудования КС являются газоперекачивающие агрегаты (ГПА), которые на сегодняшний день физически истощены, морально устарели и выработали свой ресурс. По данным ПАО «Газпром» около 13% ГПА имеют наработку более 100000 часов, 49% - более 50000 часов. Около 9% добываемого газа расходуется на привод компрессоров, т.е. используется как топливный газ.

В большинстве случаев КС оборудуют центробежными нагнетателями с приводом от газотурбинных установок или электродвигателей. В настоящее время газотурбинным приводом оснащено более 80% всех КС, а электроприводом – около 20%. Именно в силу своей распространенности в данном разделе будут рассмотрены ГПА с газотурбинным приводом (ГГПА).

### 5.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Продукт: газоперекачивающий агрегат с газотурбинным приводом.

Целевой рынок: рынок предприятия газовой отрасли промышленности.

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					57	99
Консульт.						НИ ТПУ гр. 256Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 5.1 - Сегментирование рынка услуг по подбору газоперекачивающих агрегатов.

Размер компании	Отрасль	
	Производители ГГПА	Потребители ГГПА
Крупные		
Средние		
Мелкие		

	ПАО НПО "Искра"
	АО "РЭП Холдинг"
	"Газпром трансгаз Югорск"
	"Газпром трансгаз Томск"
	"Газпром трансгаз Махачкала"

По таблице можно сделать вывод, что основные сегменты рынка – крупные и средние компании. Это означает, что наиболее перспективным сегментом в отраслях газовой промышленности для формирования спроса является группа крупных и средних производителей ГГПА.

## 5.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентноспособных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для её будущего.

Таблица 5.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>Ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>б</sub>	К <sub>Ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>б</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,1	5	3	3	0,5	0,3	0,3
2. Ремонтопригодность	0,13	4	4	4	0,52	0,52	0,52
3. Надежность	0,1	3	4	3	0,3	0,4	0,3
4. Простота ремонта	0,12	4	4	4	0,48	0,48	0,48
5. Удобство в эксплуатации	0,11	3	2	2	0,33	0,22	0,22
6. Уровень шума	0,08	3	2	4	0,24	0,16	0,32
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Конкурентоспособность продукта	0,08	4	3	2	0,32	0,24	0,16
2.Уровень проникновения на рынок	0,03	3	5	2	0,09	0,15	0,06
3. Цена	0,07	3	3	3	0,21	0,21	0,21
4.Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
5.Послепродажное обслуживание	0,02	4	4	4	0,08	0,08	0,08
6.Наличия финансирования	0,06	4	3	4	0,24	0,18	0,24
Итого	1	44	40	39	3,71	3,24	3,29

Б<sub>Ф</sub> – ГПА 16 «Ладога»;

Б<sub>к1</sub> – ГПА-16 «Волга»;

Б<sub>к2</sub> – ГПА-16 «Урал».

По таблице 5.2 видно, что наиболее эффективно использовать газоперекачивающий агрегат ГПА-16 «Ладога», так как он является наиболее конкурентоспособным по отношению к другим видам, имеющимся на рынке. Кроме того, ГПА-16 «Ладога» имеет ряд преимуществ, к которым относятся долгий срок службы ГПА, а также небольшие выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, что немаловажно на рынке.

### 5.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

На первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 5.3.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Таблица 5.3- Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны проекта:</b> С1. Высокая энергоэффективность технологий. С2. Долгий срок службы. С3. Низкий уровень вредных выбросов. С4. Полученные теоретические эксплуатационные характеристики.	<b>Слабые стороны проекта:</b> Сл1. Сложные климатические условия. Сл2. Нехватка квалифицированных специалистов. Сл3. Отсутствие информации от производителей о возможных проблемах при эксплуатации.
<b>Возможности:</b> В1. Использование инфраструктуры НИ ТПУ. В2. Проведение совместных исследований с потребителями. В3. Наличие потребителей. В4. Появление и применение нового оборудования	1. Наличие эксплуатационных характеристик в связке с использованием инфраструктуры ТПУ и совместными исследованиями с потребителями позволяет улучшить оборудование. 2. Применение нового оборудования позволит улучшить эксплуатационные характеристики.	1. Переподготовка специалистов. 2. Привлечение молодых специалистов, в том числе выпускников ВУЗов. 3. Сложные климатические условия требуют дополнительных исследований, в том числе финансируемых потенциальными потребителями.

Продолжение таблицы 5.3

<b>Угрозы:</b>		
У1. Возможное появление более совершенных технологий производства.	1. Появление более совершенных технологий может помочь текущему проекту снизить число вредных выбросов.	1. Рост стоимости импортных комплектующих может привести к свертыванию проекта.
У2. Возможное дополнительное сертифицирование производства.	2. Дополнительное сертифицирование производства может привести к ужесточению требований для исследования,	2. Отсутствие информации от производителей может помешать исследованию,
У3. Рост стоимости импортных комплектующих.	эксплуатируемого оборудования и, как следствие, увеличению срока службы.	привести к ошибкам проектирования.

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

### Определение возможных альтернатив проведения исследования

Морфологический подход основан на систематическом исследовании всех теоретически возможных вариантов, вытекающих из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования.

Реализация метода предусматривает следующие этапы:

Точная формулировка проблемы исследования: предложить новую эффективную конструкцию устройства.

Раскрытие всех важных морфологических характеристик объекта исследования.

Раскрытие возможных вариантов по каждой характеристике. В рамках этого этапа составляется морфологическая матрица.

Таблица 5.4 – Морфологическая матрица для газотурбинных газоперекачивающих агрегатов

	1	2	3
А. Тип газотурбинной установки	стационарный	авиационный	судовой
Б. Число ступеней нагнетателя	одна	две	
В. Число валов ГТУ	один	два	много
Г. Число цилиндров ГТУ	один	два	
Д. Исполнение ГПА	блочное	в общих или индивидуальных зданиях	
Е. По наличию регенерации теплоты в цикле ГТУ	с регенерацией теплоты	Без регенерации теплоты	

### Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений

На этом этапе описываются возможные варианты решения поставленной проблемы с: А2В2В2Г2Д2Е2; А1В1В1Г1Д1Е1; А1В2В2Г2Д1Е1.

## 5.4 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководитель, исполнитель
Выбор направления исследований	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	3	Подбор и изучение	Исполнитель
	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель



Продолжение таблицы 5.5

Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск необходимых параметров для построения	Исполнитель
	6	Расчет и построение модели ГПА	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

### Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ож}$  используется следующая формула:

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5} \quad (5.1)$$

где  $t_{ож}$  - ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{min}$  - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$t_{max}$  - максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож}}{Ч_i} \quad (5.2)$$

где  $T_p$  – продолжительность одной работ, раб.дн.;

$Ч_i$  - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### **Разработка графика проведения научного исследования**

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (5.3)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  - продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  - коэффициент календарности.

Коэффициент календарности  $k_{\text{кал}}$  определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5.4)$$

где  $T_{\text{кал}} = 366$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 53$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 15$  – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 53 - 15} = 1,23. \quad (5.5)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  округляются до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длит- сть работ в раб. днях, $T_{pi}$	Длит- сть работ в кал. днях, $T_{ki}$
	$t_{min}$ Чел дни	$t_{max}$ Чел дни	$t_{ож}$ Чел дни			
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,8	Руководитель, исполнитель	2	3
Согласование материалов по теме	6	7	6,4	Руководитель	7	9
Составление и утверждение тех. задания	4	7	5,2	Руководитель	6	8

Продолжение таблицы 5.6

Подбор и изучение материалов по теме	11	16	13	Исполнитель	13	16
Проведение теоретических расчетов и обоснование	7	19	11,8	Исполнитель	12	15
Проектирование 3D-модели газоперекачивающего агрегата	4	11	6,8	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	4	6	4,8	Руководитель, исполнитель	3	4
Составление пояснительной записки	8	17	11,6	Руководитель, исполнитель	6	8

На основе таблицы 5.6 строится план-график, представленный в таблице 5.7.

Таблица 5.7 Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Испол- нители	$T_{ki}$ , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3	<div></div>											
2	Согласование материалов по теме	Р	9	<div></div>											
3	Составление и утверждение тех. задания	Р	8		<div></div>										
4	Подбор и изучение материалов по теме	И	16			<div></div>									
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15				<div></div>								
6	Проектирование 3Dмодели газоперекачивающего агрегата	И	9						<div></div>						
7	Оценка результатов исследования	Р, И	4							<div></div>	<div></div>				

## Продолжение таблицы 5.7

[illegible]

 - руководитель (Р)     - исполнитель (И)

## Бюджет научно-технического исследования

Затраты на специальное оборудование и материальные затраты отсутствуют, поскольку настоящее исследование не требует закупки оборудования, сырья, материалов, запасных частей. В данном научно-техническом исследовании изготовление опытного образца не производится, поэтому затраты на его производство отсутствуют.

Для проведения научного исследования необходим компьютер, с установленным на нём программным обеспечением, необходимым для разработки проекта.

Затраты на покупку компьютера:

$$3 = d_k + d_{\text{по}} = 40000 + 17000 = 57000 \text{ руб.} \quad (5.6)$$

где  $d_k$  – стоимость компьютера;

$d_{\text{по}}$  – стоимость программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Таблица 5.8 – Смета затрат на реализацию проекта

Оборудование	Количество, шт.	Цена за шт. руб.
Компьютер	1	40000
Программное обеспечение	1	17000
Итого	-	57000

## Основная заработная плата исполнителей проекта

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 5.9 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоем. чел.-дн.	Зар. Плата, приходящ. на одного чел.-дн., тыс. руб.	Всего зар. Плата по тарифу (окладам), тыс. руб.
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Исполнитель	2,8	3,131	8,77
2	Согласование материалов по теме	Руководитель	6,4	2,266	14,5
3	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	5,2	2,266	11,78
4	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	13	0,865	11,25

Продолжение таблицы 5.9

5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	11,8	0,865	10,21
6	Проектирование 3D-модели ГПА	Исполнитель	6,8	0,865	5,88
7	Оценка результатов исследования	Руководитель Исполнитель	4,8	3,131	15,03
8	Составление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель	11,6	3,131	36,32
Итого					113,73

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (5.7)$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата;

$З_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20% от  $З_{осн}$ ).

Основная заработная плата ( $З_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = T_p \cdot З_{дн}, \quad (5.8)$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником;



$Z_{\text{дн}}$  - среднедневная заработная плата работника, руб., рассчитываемая по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{51413 \cdot 10,4}{236} = 2266 \text{ руб.}, \quad (5.9)$$

где  $Z_{\text{м}}$  - месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  - количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня

$M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней;

$M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$  - действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

Таблица 5.10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель проекта
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней: • выходные	53	53
• праздничные	15	15
Потери рабочего времени: • отпуск	48	56
• невыходы по болезни	14	14
Действительный годовой фонд рабочего времени	236	228

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 23264 \cdot (1 + 0,3 + 0,4) \cdot 1,3 = 51413, \quad (5.10)$$

где  $Z_{\text{тс}}$  - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  - премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $З_{тс}$ );

$k_{д}$  - коэффициент доплат и надбавок, составляющий примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от  $З_{тс}$ );

$k_{р}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата  $З$  находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда  $T_{ci} = 600$  руб. на тарифный коэффициент  $k_m$  и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 5.11 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$З_{м}$ , руб.	$З_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$З_{осн}$ , руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2266	32	72512
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	865	55	47575
Итого								120087

### Дополнительная заработная плата исполнителей

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей, учитывают величину предусмотренных трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении

ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 72512 = 9427 \text{ руб.}; \quad (5.11)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 47575 = 6185 \text{ руб.} \quad (5.12)$$

где  $k_{\text{доп}}$  - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

### **Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)**

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,271 \cdot (72512 + 9427) = 10652 \text{ руб.}; \quad (5.13)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). В соответствии с Федеральным законом от 01.01.2017 гл.34 НК РФ размер страховых взносов равен 27,1%.

Таблица 5.12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
Исп. 1		
Руководитель	72512	9427
Исполнитель	47575	6185

Продолжение таблицы 5.12

Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271
Отчисления во внебюджетные фонды	
Руководитель	22205
Исполнитель	14569

### Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя другие затраты, не включенные в предыдущие статьи расходов. Они определяются по следующей формуле:

$$\begin{aligned}
 Z_{\text{пр}} &= k_{\text{пр}} \cdot Z_{\text{проч}} = 0,16 \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}} + Z) = \\
 &= 0,16 \cdot (120087 + 15612 + 36774 + 57000) = \\
 &= 36715 \text{ руб.;}
 \end{aligned}
 \tag{5.14}$$

где  $k_{\text{пр}}$  - коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 16%.

### Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 5.13 – Расчет бюджета затрат НТИ

№	Наименование статьи	Сумма, руб.
1	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	120087

Продолжение таблицы 5.13

2	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	15612
3	Отчисления во внебюджетные фонды	36774
4	Затраты на оборудование	57000
5	Накладные расходы	36715
6	Бюджет затрат НИИ	266188

В данном разделе планирования научно-исследовательской работы была создана структура необходимой работы, проанализирована трудоёмкость выполняемых работ, построен план-график проведения работы, рассчитан необходимый бюджет для выполнения исследовательской работы, а также заработная плата исполнителям работ и отчисления во внебюджетные фонды, так и прочие расходы, составлен бюджет затрат на научно-исследовательскую работу.

### 5.5 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как;

$$I_{\text{инт}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{266188}{266188} = 1; \quad (5.15)$$

где  $\Phi_{pi}$  – стоимость i-го варианта;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i; \quad (5.16)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 5.14 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Стационарный тип	Судовой тип	Авиационный тип
1. Безопасность	0,1	3	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,2	3	4	4
3. Срок службы	0,15	4	3	3
4. Ремонтопригодность	0,15	4	5	3

Продолжение таблицы 5.14

5. Надежность	0,15	3	4	5
6. Материалоемкость	0,25	2	5	4
Итого:	1	19	25	23

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,25 \cdot 2 = 3,05$$

$$I_{p-исп2} = 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 = 4,25$$

$$I_{p-исп3} = 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 = 3,85$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{исп1}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \text{ и т.д.} \quad (5.17)$$

$$I_{p-исп1} = 3,05; I_{p-исп2} = 4,25; I_{p-исп3} = 3,85.$$

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{cp}$ ):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.min}} \quad (5.18)$$

$$\mathcal{E}_{cp1} = 1; \mathcal{E}_{cp2} = 1,39; \mathcal{E}_{cp3} = 1,26.$$

Таблица 5.15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Стационарный тип	Судовой тип	Авиацион- ный тип
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,05	4,25	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	3,05	4,25	3,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	1,39	1,26

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

По расчетам видно следующее, что самый наибольший коэффициент интегральности является у судового типа ГТУ.

Таким образом, судовой тип ГТУ остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT- анализ. Также был посчитан бюджет НТИ равный 266188 рублей.



## 6. Социальная ответственность

Выпускная квалификационная работа посвящена анализу технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции. Объектом исследования является КС-7а «Зейская», применяемая на газопроводе «Сила Сибири» для поддержания давления природного газа при транспортировке. Данная компрессорная станция расположена в Свободненском районе Амурской области и эксплуатируется ЛПУМГ №5 ООО «Газпром трансгаз Томск».

В качестве персонала, работающего на компрессорной станции, рассматривается машинист технических компрессоров. Рабочим местом машиниста является машинный зал газоперекачивающего агрегата.

Машинист технических компрессоров имеет следующие должностные обязанности: обслуживание основных элементов технологической обвязки объектов компрессорной станции, запуск и остановка газоперекачивающих агрегатов, выполнение несложных регулировочных работ на газоперекачивающем технологическом оборудовании и всех видов регулировочных работ общестанционного оборудования и участие в ремонте компрессоров, их приводов, аппаратов, узлов коммуникаций и вспомогательного оборудования цехов.

Целью данного раздела является рассмотрение правовых и организационных вопросов обеспечения производственной и экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях на компрессорной станции.

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					81	99
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На компрессорной станции принят вахтовый режим отдыха труда – 2 месяца с одним выходным днем в неделю и продолжительностью рабочего дня на вахте 10 часов. По окончании вахтовой работы работникам за переработанное время предоставляется межвахтовый отдых в местах постоянного жительства. Продолжительность межвахтового отдыха определяется суммой часов, переработанных сверх установленного законодательством времени в течение вахты. Действующая с 24 апреля 2020 г. редакция ТК РФ определяет, что работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации [14]:

1) сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ);

2) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ);

3) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).

Обработка персональных данных у работников может осуществляться только в целях обеспечения и соблюдения законов и иных нормативно-правовых актов в целях содействия работникам в трудоустройстве, продвижения по службе, обеспечении личной безопасности работников. Персональные данные работника могут быть получены только на него самого. При передаче персональных данных работника работодатель не должен сообщать данные третьей стороне без письменного согласия работника за исключением случаев, когда это необходимо для предупреждения угроз жизни и здоровья работника. Лица, получающие и имеющие персональные данные работника, должны соблюдать режим

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

секретности (конфиденциальности). В случае нарушения законодательства РФ в области персональных данных лица, совершившие данное нарушение, привлекаются к ответственности.

Система оплаты труда предусматривает установление должностных окладов и тарифных ставок с учетом квалификации и деловых качеств, текущее премирование за результаты производственной деятельности работников, доплаты и надбавки в зависимости от условий труда и объема выполняемых работ, а также выплату вознаграждения по итогам работы. Единые корпоративные нормы по оплате труда закреплены в Типовом положении об оплате труда работников организаций ПАО «Газпром» [15].

По ст. 219 ТК РФ все трудящиеся вправе претендовать на рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда и ГОСТам: 12.2.003, 12.3.002, 12.2.032, 12.2.033, 12.2.049.

Руководители организаций обязаны заботиться о правильной организации мест труда. Это позволяет не только обезопасить сотрудников, но также рационально расходовать время трудящихся.

Общие требования к организации рабочего места:

- отсутствие лишних объектов;
- достаточность места;
- рабочее место должно хорошо освещаться и проветриваться.

## **6.2 Производственная безопасность**

### **6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных природных факторов**

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 все вредные и опасные производственные факторы по природе их воздействия подразделяют на факторы, воздействие которых носит физическую, химическую и биологическую природу [16].

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В результате анализа работы машиниста технологических компрессоров на компрессорной станции были выявлены следующие вредные и опасные производственные факторы. Данные факторы представлены в таблице 6.1:

Таблица 6.1 – Опасные и вредные производственные факторы при работе машиниста технологических компрессоров.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Превышение уровня шума;	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [17];
2. Превышение уровня вибрации;	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования [18];
3. Отклонение показателей микроклимата;	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [19];

Продолжение таблицы 6.1

4. Сосуды и аппараты под высоким давлением;	+	+	ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности [20];
5. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.	+	+	ГОСТ 12.1.044-89. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. [21]

## 6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных факторов

### 6.2.2.1 Шум

Чрезмерный уровень шума оказывает неблагоприятное воздействие на здоровье людей. При повышенном уровне шума орган слуха вынужден приспосабливаться к таким условиям и его чувствительность снижается. Также у людей, работающих в условиях повышенного шума, чаще страдают от гипертонической болезни сердца, увеличению вероятности возникновения инфаркта миокарда.

Основными источниками шума на компрессорной станции считаются ГПА и АВО газа, соответственно машинист технологических компрессоров потенциально вследствие своей работы может получить значительные проблемы со слухом. Следовательно, на предприятии должны быть приняты меры по защите работников от промышленного шума.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [17] работодатель обязан

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

обеспечить посредством принятия соответствующих мер безопасность при воздействии шума на работников. Эти требования учтены в газоперекачивающих агрегатах ГПА-32 «Ладога» и ГПА-16 «Ладога». В частности, газотурбинные установки и рамы вспомогательных устройств обладают кожухом шумотеплоизолирующей рамы. Щит управления компрессорным цехом находится за звукопроницаемым стеклом, а при работе с оборудованием машинисты обеспечены СИЗ: вкладышами «Беруши», наушниками.

#### 6.2.2.2 Превышение уровня вибрации

Воздействие вибрации может привести к изменениям в нервной, сердечно-сосудистой, опорно-двигательной системах. Хроническое воздействие вибрации на человека может привести к вибрационной болезни. Заболевание может привести к нарушениям в сердечно-сосудистой и нервной системе, а также в опорно-двигательном аппарате.

На компрессорной станции вибрация создаётся при работе компрессоров, трубопроводов технологической обвязки и аппаратов воздушного охлаждения газа и масла.

В целях предотвращения вибрационной болезни в ГОСТ 12.1.012-90 [18] предусмотрены нормы, регулирующие время непрерывного воздействия вибрации на работника (таблица 6.2).

Таблица 6.2 — Допустимое суммарное время непрерывного воздействия вибрации  $T_n$  на работающего за смену

$T_n$ , мин	Показатель превышения вибрационной нагрузки на оператора, $\Delta$ , дБ
1	381

Продолжение таблицы 6.2

2	302
3	240
4	191
5	151
6	120
7	95
8	76
9	60
10	48
11	38
12	30

Для защиты работника от пагубного воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы, а также сапоги с толстой резиновой подошвой. ГПА оборудованы специальными датчиками, контролирующими их уровень вибрации.

### 6.2.2.3. Отклонение показателей микроклимата

Микроклимат оказывает огромное влияние на здоровье работника, его самочувствие и работоспособность, которое возможно лишь при условии сохранения температурного баланса организма, достигаемого за счет работы системы терморегуляции. В условиях неблагоприятного микроклимата нарушение в функционировании этих систем может сопровождаться ухудшением здоровья и самочувствия, и усугубляется воздействием на организм других вредных факторов.

Микроклимат определяется с помощью следующих параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха [21]. На компрессорной станции показатели микроклимата могут отклоняться от нормы из-за повышенной или пониженной температуры компримирующего оборудования и повышенной или пониженной влажности воздуха рабочей зоны.

Для улучшения показателей микроклимата на компрессорной станции работники обеспечены спецодеждой, имеющей высокую воздухопроницаемость, и спецобувью. Особо нагревающиеся в процессе эксплуатации газотурбинные установки и рамы вспомогательных устройств находятся в шумотеплоизолирующем кожухе.

### **6.2.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных факторов**

#### **6.2.3.1 Сосуды и аппараты под высоким давлением**

Особенность эксплуатации компрессорных станций – высокое давление перекачиваемой среды (природного газа). Рабочее давление газа составляет 9,8 МПа, а оборудование компрессорной станции способно выдержать давление до 12 МПа. Для измерения давления на компрессорной станции установлены манометры, снабженные трёхходовым краном.

Для защиты сосудов следует применять клапаны и их вспомогательные устройства, соответствующие требованиям ГОСТ 12.2.063 [22]. Защите предохранительными клапанами подлежат сосуды, в которых возможно превышение рабочего давления от питающего источника [20]. В случае с компрессорной станцией таким оборудованием являются ГПА. На ГПА-32 «Ладога» установлена комплексная система автоматического управления, обеспечивающая автоматическую работу агрегата и компрессорного цеха и предупреждающая машиниста о превышении давления на оборудовании.

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



### 6.2.3.2 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов

К опасным факторам пожара, воздействующим на персонал компрессорной станции, относятся: пламя и искры, тепловой поток, повышенная температура окружающей среды, повышенная концентрация токсичных продуктов горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода, снижение видимости в дыму [22].

Причиной пожара может стать утечка газа, масла, дизельного топлива. Утечка может произойти при нарушении герметичности запорной или предохранительной арматуры. Помимо этого, при содержании метана в пределах от 4 до 16% образуется взрывоопасная концентрация.

Для предотвращения и борьбы с самовоспламенением и горением природного газа на компрессорной станции используются система контроля загазованности и система пенного пожаротушения, состоящая из резервуара с водой, насосной станции, сети пенных трубопроводов. Обязательно наличие огнетушителей на территории компрессорной станции.

### 6.3. Экологическая безопасность

#### 6.3.1. Защита атмосферы

Основным источником загрязняющих атмосферу веществ при работе компрессорной станции являются ГПА. Поступление загрязняющих веществ в атмосферу происходит при пуске, в период эксплуатации и при останове ГПА.

При пуске ГПА имеет место кратковременный залповый выброс природного газа в атмосферу из свечи турбодетандера (пусковой газ, используемый на работу турбодетандера и продувку контура нагнетателя). Основными организованными источниками выбросов при работе ГПА являются выхлопные трубы, через которые в атмосферу поступают продукты сгорания природного газа, сжигаемого в камере сгорания ГТУ. К ним относятся оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, метан и пр [23].

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оксид азота (NO) – бесцветный газ, при обычной температуре соединяется с кислородом с образованием диоксида азота (NO<sub>2</sub>), очень ядовит. Диоксид азота (NO<sub>2</sub>) – бурый ядовитый газ тяжелее воздуха, легко сжижается. При комнатной температуре находится в смеси с бесцветным N<sub>2</sub>O<sub>4</sub>.

Оксид и диоксид азота имеют 3 класс опасности, ПДК диоксида азота составляет 2 мг/м<sup>3</sup>, ПДК оксида азота – 5 мг/м<sup>3</sup> [24]. При длительном воздействии оксидов азота в концентрациях, превышающих норму, люди заболевают хроническим бронхитом, страдают сердечной слабостью, а также нервными расстройствами.

Монооксид углерода (угарный газ) (CO)) – бесцветный, чрезвычайно токсичный газ без вкуса и запаха, легче воздуха. Относится к 4 классу опасности, ПДК составляет 20 мг/м<sup>3</sup> [24]. Угарный газ вызывает отравление и даже смерть.

Метан – бесцветный газ без вкуса и запаха. Малорастворимый в воде, при высокой концентрации в воздухе обладает слабым наркотическим действием. При воздействии малых концентраций влияет на центральную нервную систему. ПДК составляет 7000 мг/м<sup>3</sup>, класс опасности 4 [24].

Оборудование компрессорной станции имеет улучшенные экологические показатели, низкий уровень выбросов. Для предотвращения утечек газа компрессоры оснащены сухими газодинамическими уплотнениями. Для снижения концентрации вредных веществ выхлопных газов необходимо дополнительное очищение топливного газа от механических примесей.

### 6.3.2. Защита гидросферы

Основными загрязнителями сточных вод на КС являются:

- соли;

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- нефтепродукты;
- метанол;
- диэтиленгликоль (ДЭГ);
- тяжелые металлы;
- хозяйственно-бытовые отходы.

Высокое содержание в сточной воде нефтепродуктов связано с наличием на компрессорной станции большого парка автотранспорта. Нефть и нефтепродукты оказывают вредное воздействие на многие живые организмы и пагубно влияют на все звенья биологической цепи.

Метанол (или метиловый спирт  $\text{CH}_3\text{OH}$ ) – это бесцветная легкоподвижная жидкость, широко используемая в газовой промышленности как реагент для борьбы с гидратообразованием. Является наиболее токсичным соединением среди всех спиртов, относится к веществам 3 класса опасности. Токсическое действие метанола связано с угнетением центральной нервной системы и слепотой.

Диэтиленгликоль (ДЭТ, двуэтиловый спирт) является белой вязкой жидкостью, используется для осушки природного газа перед его транспортировкой по газопроводу. Диэтиленгликоль не представляет серьезной опасности в случае кратковременного вдыхания паров при комнатной температуре или контакта с кожей, однако длительное вдыхание вызывает раздражение слизистых оболочек и наркотический эффект. Относится к веществам 3 класса опасности.

Тяжелые металлы, попадающие в водоемы (ртуть, свинец, цинк, медь, кадмий), оказывают токсическое действие на живые организмы. Ионы тяжелых металлов оседают на стенках сосудов организма, засоряют почечные каналы и каналы печени, что способствует отравлению организма [23].

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для предотвращения загрязнения водных объектов нефтепродуктами рекомендуются установки герметичного слива и налива, стационарные шланговые устройства, системы автоматизации слива и налива.

Режим слива и налива нефтепродуктов, конструкция и условия эксплуатации средств хранения и транспортирования должны удовлетворять требованиям электростатической искробезопасности (ГОСТ 12.1.018-93) [25].

### 6.3.3 Защита литосферы

Воздействие КС на литосферу можно свести к следующим основным направлениям:

- загрязнению почвы нефтепродуктами (различными видами топлива, смазочными материалами, продуктами очистки газа и т.д.);
- накоплению в почве тяжелых металлов (свинца, ртути, цинка и др.);
- загрязнению промышленными и бытовыми отходами газотранспортного предприятия;
- воздействию кислотных осадков, образующихся в атмосфере

Загрязнение почвы углеводородными смесями может быть связано с осуществлением очистки и осушки газа, очисткой полости газопровода в ходе проведения ремонта, удалением продуктов очистки газа из пылеуловителей и фильтров-сепараторов. Источниками поступления тяжелых металлов в окружающую среду могут служить котельные, участки сварки и резки металла, аккумуляторные отделения, автотранспортные средства, места складирования и хранения отходов [23].

Мероприятия по охране почв можно разделить на следующие основные направления:

- снижение количества изымаемых из оборота земель;

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- предупреждение загрязнения почв токсичными веществами и отходами производства;
- очистка загрязненных земель;
- рекультивация почв [23].

#### **6.4 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определённой территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Основными причинами возникновения чрезвычайных ситуаций на компрессорных станциях можно выделить следующие:

- воспламенение масла в компрессорном цехе при разрывах маслопроводов;
- разрушение обвязочных газопроводов компрессорного цеха;
- попадание посторонних предметов в полость нагнетателя;
- поступление воспламеняющихся веществ через неплотности в запорно-регулирующей арматуре.

Наиболее типичной аварией на компрессорной станции является разгерметизация обвязочных газопроводов компрессорного цеха. Большинство аварий, связанных с разгерметизацией трубопроводов на КС, происходит в результате повышенной вибрации.

Для описания мероприятий, направленных на ликвидацию данной ЧС, составляется план оперативного реагирования. Он должен содержать:

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- распределение ответственностей по управлению различными видами рисков А и ЧС в процессе реализации проекта КС;
- мероприятия по адаптации при необходимости первоначальных оценок рисков чрезвычайных ситуаций и, соответственно, управленческих, организационных и технологических решений;
- мероприятия по реализации оперативного плана действий в чрезвычайных ситуациях;
- мероприятия по использованию резервов для предупреждения чрезвычайных ситуаций.

Для предупреждения и недопущения этой чрезвычайной ситуации на ГПА проводится постоянный виброконтроль с оценкой уровней вибрации трубопроводов. Уровень А характеризует технически исправную трубопроводную систему КС. Уровень В является максимально допустимым уровнем при нормально-режимной эксплуатации КС. При превышении уровня С необходимо проведение диагностических работ с разработкой рекомендаций по реконструкции трубопроводной системы. Достижение уровня D характеризует аварийное состояние трубопроводов и их опорных систем. Превышение этого уровня влечет за собой разрушения в элементах трубопроводной системы [26].

#### **Выводы по разделу:**

В данном разделе были рассмотрены вопросы правового регулирования в сфере производственной и экологической безопасности, выявлены вредные и опасные производственные факторы, с которыми могут столкнуться работники компрессорной станции, и представлены пути защиты работников от данных факторов. Были затронуты вопросы экологической безопасности предприятия и мер безопасности при ЧС. Производственная и экологическая безопасность являются одними из приоритетных направлений деятельности ПАО «Газпром». В компании приняты и функционируют Единая система управления производственной

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

безопасностью и Экологическая политика. Это говорит о социальной ответственности ПАО «Газпром» перед работниками компании и окружающей средой.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе были выявлены факторы, определяющие энергоэффективность перекачки газа. Такими факторами являются коэффициент использования мощности ГПА и расход топливного газа ГТУ. Для проведения анализа энергоэффективности с учетом требований и регламентов, контролирующих процесс перекачки газа, была изучена научная литература и нормативно-техническая документация.

В результате изучения оборудования, представленного на КС, было выявлено, что ГПА, осуществляющие перекачку, имеют высокий КПД (36-37 %) и большую мощность. ГПА-32 «Ладога», применяемый на КС, является самым мощным ГПА в России – его мощность составляет 32 МВт.

Из рассмотренных в работе методов повышения энергоэффективности на КС-7а «Зейская» применяются ГТУ с регенеративным циклом, что позволяет снизить потребление топливного газа и АВО с частотно-регулируемым приводом, что сокращает потребление электроэнергии.

Анализ работы оборудования КС с точки зрения энергоэффективности показал, что использование ГПА-16 «Ладога» при сравнении с соизмеримым по мощности агрегатом экономит для нужд КС 589 м<sup>3</sup>/ч топливного газа. Другой агрегат - ГПА-32 «Ладога» - помимо высокой мощности обладает высокой степенью сжатия нагнетателя ( $\varepsilon = 1,53$ ).

В результате проделанной работы сделан следующий вывод: оборудование, используемое для сжатия природного газа, обладает хорошими эксплуатационными характеристиками, а также безопасно в работе и энергоэффективно с точки зрения потребления газа и электроэнергии.

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					96	99
Консульт.						НИ ТПУ гр. 256Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						



## Список использованных источников

1. Единая система газоснабжения России [Электронный ресурс] // gazprom.ru Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/>
2. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 N 261-ФЗ.
3. Магистральный газопровод «Сила Сибири» [Электронный ресурс] // gazprom.ru Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/>
4. Эксплуатация насосных и компрессорных станций: учебное пособие/сост.: А.Л. Саруев, Л.А. Саруев – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2017. – 358 с.
5. Газоперекачивающий агрегат ГПА-32 «Ладога» [Электронный ресурс] // reph.ru Режим доступа: <https://www.reph.ru/production/type/30/211/>
6. Газоперекачивающий агрегат ГПА-16 «Ладога» [Электронный ресурс] // reph.ru Режим доступа: <https://www.reph.ru/production/type/30/4303/>
7. Хворов Г.А., Юмашев М.В. Анализ энергосберегающих технологий охлаждения газа на основе аппаратов воздушного охлаждения в транспорте газа ПАО «Газпром» // Территория Нефтегаз. – 2016. - №9. – с. 127-132.
8. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

					Анализ технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и безопасности работы компрессорной станции магистрального газопровода «Сила Сибири»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Вахонин Н.Д.			Список использованных источников		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.						97
Консульт.								99
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					<b>НИ ТПУ гр. 256Б</b>	

9. Кузнецова М.И. Повышение энергоэффективности работы компрессорных станций при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом: автореф. дис. к.т.н : 25.00.19 / М.И. Кузнецова. – Уфа, 2015. – 24 с.
10. Система автоматического управления аппаратами воздушного охлаждения газа САУ АВО [Электронный ресурс] // gisprofi.ru Режим доступа: <https://gisprofi.com/catalog/items8271.html>
11. Булыгина Л.В., Ряжских В.И. Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций с газотурбинными газоперекачивающими агрегатами на стадии реконструкции. // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2017. – с. 32 - 39.
12. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. - М.: ВНИИГаз, 2006. - 187 с.
13. Компрессоры и компрессорные станции: методические указания к выполнению лабораторных работ/ сост: Земенков Ю.Д., Трясцин Р.А., Венгеров А.А. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2010. – 30 с.
14. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
15. Типовое положение об оплате труда работников организаций ПАО «Газпром».
16. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
17. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

19. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
20. ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности.
21. ГОСТ 12.1.044-89. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
22. ГОСТ 12.2.063-2015. Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности.
23. Островская А.В. Экологическая безопасность газокompрессорных станций. Часть 2. Воздействие системы транспорта газа на окружающую среду. – Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2017. – 149 с.
24. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
25. ГОСТ 12.1.018-93. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
26. Нормы вибрации трубопроводов технологического газа компрессорных станций с центробежными нагнетателями.

					Список использованных источников	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		